

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://studservis.ru/gotovye->

%D0%BD%D0%B0%D1%8F%20%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D1%84%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%86%D0%B8

Тип работы: ВКР (Выпускная квалификационная работа)

Предмет: Нефтегазовое дело (другое)

ВВЕДЕНИЕ 4

ГЛАВА 1. ОБЩИЙ РАЗДЕЛ 6

1.1 . Краткий физико-географический очерк 6

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Суторминского месторождения. 9

1.3. Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов. 15

1.4. Свойства и состав пластовых флюидов. 19

Выводы к главе 1 27

ГЛАВА II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 29

2.1. Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом 29

2.2. Анализ выработки месторождения. 30

2.3. Способ подъема жидкости. 32

2.4. Осложнения при добыче нефти на Суторминском месторождении. 32

2.5. Асфальтосмолопарафиновые отложения и борьба с ними. 33

2.6. Факторы, оказывающие влияние на формирование АСПО. 34

2.7. Влияние химического состава нефти на процесс формирования АСПО. 36

2.8. Механизм формирования АСПО. 38

2.9. Состав и свойства АСПО. 40

2.10. Методы борьбы с АСПО. 42

2.11. Удаление АСПО. 44

2.12. Предотвращение образования АСПО. 45

Выводы к главе 2 46

ГЛАВА III. СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ 48

3.1. Современные взгляды на проблемы АСПО, существующие методы борьбы. 48

3.2. Состав АСПО Суторминского месторождения. 54

3.3. Скорость образования и условия возникновения АСПО в скважинах Суторминского месторождения. 55

3.4. Процессы коррозии внутрискважинного оборудования на Суторминском месторождении. 55

3.5. Литературный, диссертационный обзор. 63

3.6. Объекты и методы исследования (нефть, промысловые отложения, физики-химический состав, компонентный состав), анализ факторов, способствующих образованию АСПО высокообводнённых нефтей Суторминского месторождения. 67

3.7. Применение химических методов удаления АСПО, их эффективность в разрезе нескольких горизонтов. 76

Выводы к разделу 3 78

ГЛАВА IV. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 80

4.1. Краткое изложение наиболее эффективных методов борьбы с АСПО в условиях Суторминского месторождения (сметы затрат и потенциальные прибыли). 80

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 93

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 95

ВВЕДЕНИЕ

Суторминское месторождение имени геофизика Е.В. Сутормина представляет собой сложный в эксплуатации многопластовый комплекс нефти и газового конденсата. Распологается он далеко на севере. Суторминские месторождения углеводородов являются важнейшими по масштабам и качеству формирования топливно-энергетического комплекса России. Однако сложность и особенности геологического строения, недостаточная изученность основных закономерностей изменения свойств коллекторов, неоднозначность оценок фазового состояния природных углеводородных систем, аномально высокое пластовое давление создают значительные трудности в создании геологических и

гидродинамических моделей.

Информация о составе, физико-химических и термодинамических свойствах формирующего флюида является важным звеном в структуре выходной информации, необходимой для формирования и последующего использования геолого-технологической документации различного уровня (подсчет запасов, технологические карты разработки месторождений), и т.д. Источником информации о свойствах пластовых флюидов являются специальные промысловые и лабораторные исследования, которые позволяют получить разнообразную информацию о характеристиках газа, конденсата, воды. Однако следует понимать, что для этих исследований характерен фактор неопределенности из-за различных неточностей и ошибок в измерениях, которые в свою очередь приводят к существенным искажениям и даже ошибочным представлениям в оценках фазового состояния и свойств компонентов флюидов при создании модель газожидкостной смеси.

Основными источниками неопределенности входной информации являются следующие:

- несоблюдение рекомендаций, содержащихся в настоящей Инструкции, содержащей рекомендации по проведению исследований газоконденсатных скважин, при проведении промысловых исследований;
- отсутствие измерения забойных параметров в процессе исследования;
- образование гидратов и парафинов в процессе исследований;
- ошибки и неточности в определении состава и физико-химических свойств газа и продуктов из пласта;
- нарушение условий отбора проб продукции, условий транспортирования и хранения тары с пробами;
- принципиальные методологические отличия в зависимости от Исполнителя;
- отсутствует единая форма предоставления предварительной информации.

Поэтому при выполнении расчета расчетная схема должна предусматривать порядок учета неопределенности используемой информации.

Важной особенностью тест-объекта является то, что условия его естественного существования находятся в области аномально высоких давлений (60 МПа) и температур 100-120°C. Безусловно, в связи с этим необходима модернизация существующих методов расчета с учетом конкретных горно-геологических особенностей.

Цель диссертации: комплексный подход к решению проблемы образования асфальтосмолопарафиновых отложений высокообводненных нефтей на примере Суторминского месторождения.

ГЛАВА 1. ОБЩИЙ РАЗДЕЛ

1.1 . Краткий физико-географический очерк

Наименьшей площадью нефтеносности обладает пласт БС6, наибольшей – БС101. На значительной площади месторождения наблюдается наложение нефтяных, водонефтяных и законтурных зон различных залежей. Результатом этого является чередование в разрезе большинства скважин нефте- и водонасыщенных проницаемых пластов.

Суторминское месторождение расположено севернее, в Среднеобской ОГО. Слагающие его залежи нефти приурочены к группе малоамплитудных локальных поднятий, осложняющих более крупную коллективную куполообразную возвышенность, подчиненную Северо-Сургутской моноклинально. Локальные возвышения, выделенные рефлектором Б, выполаживаются вверх по разрезу (Пульпяхское, Северо-Пульпяхское, Колетива и Харучейское). Большинство этих возвышенностей по неокоским пластам сливаются в единую южную экспозиционную структуру, и только Коллектив так или иначе обособлен и расположен к юго-западу от нее.

Степень нефтенаполнения ловушек, примыкающих к куполам в пластах изображена на рисунке 1.1 и является различной, таким образом контуры нефтеносности не совпадают. Нефтеносный пласт месторождения БС6 имеет наименьшую площадь, а месторождение БС101 – наибольшую. На большой площади месторождения наблюдается перекрытие нефтегазовых, гидронефтяных и водных зон различных месторождений. Результатом этого является чередование проницаемых нефтенасыщенных коллекторов и водонасыщенных в разрезе большинства скважин.

Суторминское месторождение расположено в северной части Сургутского нефтегазового района (рис. 1.1).

В административном отношении данное месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области. Географически площадь месторождения ограничена водосбором рек Пур-Пе и Пякупура [1]. Рельеф представляет собой слегка возвышенную и слабохолмистую равнину, заболоченную и покрытую лесом. Абсолютные знаки колеблются в пределах 80-

110 м над уровнем моря. Реки характеризуются плавным течением. Берега крутые и поросшие лесом. Реки судоходны по малой осадке во время прилива (июнь).

Климат в этой местности континентальный (минимальная температура - 55°C, максимальная +37°C). Среднегодовое количество осадков колеблется от 350 до 500 мм. Высота снежного покрова достигает 1 м. Максимальная глубина промерзания грунтов на открытых пространствах составляет 3 м. В некоторых районах сезонномерзлые грунты переходят в вечную мерзлоту.

Вечная мерзлота образует на земле непроницаемый слой, препятствующий пересыханию почвы, что является серьезным препятствием для проезда наземного транспорта.

Растительность представлена соснами, кедрами, разновидностями карликовых деревьев, преобладающими в заболоченных местах. На приречных лугах растут береза и ива. Ближайшие населенные пункты - город Муравленко, город Ноябрьск и город Тарко-Сале. Город Сургут расположен в 255 км южнее села Суторминское.

Коренное население - ханты и манси ведут полукочевой образ жизни и занимаются оленеводством, рыболовством и охотой. Плотность населения в районе месторождения составляет 12 человек на 1 км². Сообщение между городами и селами осуществляется по воздуху и по бетонным дорогам автомобильным транспортом круглосуточно. Основным видом сообщения в настоящее время является железная дорога Тюмень-Уренгой. По территории Суторминского месторождения (51 км) проходит газопровод Уренгой-Челябинск-Новополоцк. Холмогорское-Федоровское-Сургут-Омск является ближайшим нефтепроводом Сургутская ГРЭС обеспечивает электроснабжение местными электроустановками.

Рисунок 1.1 - Обзорная схема района

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Суторминского месторождения.

Суторминское месторождение расположено на севере Среднеобской нефтегазоносной области. Слагающие его залежи нефти связаны с группой малоамплитудных локальных поднятий, осложняющих более крупное Коллективное куполовидное поднятие, которое соподчинено с Северо-Сургутской моноклиналию.

По данным сейсморазведочных работ и глубокого бурения, разрез в районе описываемой группы месторождений сложен мощной толщей терригенных пород мезозойско-кайнозойского чехла, залегающего на размытой поверхности доюрских образований. На полную мощность осадочные образования не вскрыты ни одной скважиной, поэтому описание нижней части разреза приводится по аналогии с ближайшими месторождениями, где вскрыты доюрские образования.

Степень заполнения нефтью приуроченных к куполам ловушек в пластах различна, что приводит к несовпадению в плане контуров нефтеносности. Наименьшей площадью нефтеносности обладает пласт БС6, наибольшей - БС101. На значительной площади месторождения наблюдается наложение нефтяных, водонефтяных и законтурных зон различных залежей. Результатом этого является чередование в разрезе большинства скважин нефте- и водонасыщенных проницаемых пластов [1,7].

Рисунок 1.2 - Поперечный профиль Суторминского месторождения:

1 - нефтенасыщенные, 2 - газонасыщенные, 3 - водонасыщенные

Продуктивный разрез Суторминской группы месторождений включает нижнемеловые отложения - пласты БС0-БС11 и ачимовскую свиту - БС17-БС18, верхнеюрские отложения - пласт ЮС1.

Коллекторские свойства изучены по разрезу скважины № 594, эффективная толщина нефтеводонасыщенных прослоев составляет 6,4 м.. Проницаемость по разрезу изменяется от 0,03 до 0,437 мкм², средняя - 0,107 мкм². Лучшие свойства по разрезу отмечаются в среднем прослое (3,4 м), пористость здесь равна 19,4%, проницаемость 0,139 мкм². Наилучшие коллекторские свойства северной залежи, по сравнению с основной, связаны с более крупнозернистым песчаником [7].

Нефтеносность установлена в следующих горизонтах (сверху-вниз): БС0, БС1, БС5, БС6, БС7, БС8, БС9, БС10, БС11, БС17, БС18, ЮС1, в составе которых выделяются самостоятельные продуктивные пласты. Залежь пласта БС0 нефтегазоконденсатная, остальные залежи месторождения - нефтяные [1].

Юрская система представлена переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов, относящихся к тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свитам.

Меловая система представлена всеми ярусами нижнего (мегионская, вартовская, алымская и большая

нижняя часть покурской свиты) и верхнего (покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты) мела. Толща песчано-глинистая со слабо выдержанными песчано-алевролитовыми прослоями [7]. Палеогеновая система представлена толщей глинистых отложений с небольшим содержанием алевролитов, песчаников и песков. Палеогеновые образования подразделяют на люлинворскую, тавдинскую, атлымскую, новомихайловскую и туртаскую свиты. Породы нижней части системы морского происхождения, а в верхней части прибрежно-морского и континентального генезиса. В тектоническом отношении Суторминское месторождение приурочено к Суторминского куполовидному поднятию второго порядка расположенному на склоне Северо-Сургутской моноклинали - структуре первого порядка. В пределах Суторминского поднятия выделяют Суторминское локальное поднятие третьего порядка, к которому приурочено Суторминское месторождение [1].

Диапазоны изменения пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности по испытуемым образцам в основном вмещают принятые при расчетах средние значения пористости и проницаемости соответствующих пластов. Исключение составляет пласт БС11 – моделируемая нефтенасыщенность ниже средней, принятой при подсчете запасов. В результате проведенных лабораторных испытаний получены значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения. По результатам исследований среднее значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности по всем пластам изменяется от 0,288 до 0,333 [1].

Пласты БС0 - БС9 приурочены к отложениям вартовской свиты и представлены песчаниками и алевролитами серого цвета, среднезернистые, слабосцементированные. Пласты БС10 и БС11 приурочены к отложениям мегионской свиты и представлены песчаниками светло-серыми, серыми, мелкозернистыми, слюдыстыми с выраженной слоистостью. Учитывая, что по литологической характеристике пласты БС0 - БС11 близки, использование этой зависимости для оценки коэффициента вытеснения нефти для всех промышленно-нефтеносных пластов вартовской и мегионской свит, по которым нет собственных исследований по определению коэффициентов вытеснения, допустимо.

Результаты проведенного сопоставления показали, что продуктивные породы ЮС1 Суторминского месторождения имеют очень близкие петрофизические связи с одновозрастными породами других месторождений Сургутского свода, в частности, Русскинского, где определение остаточной нефтенасыщенности пород ЮС1 проведено на 16 образцах. Для расширения диапазона исследований и повышения достоверности привлечены также результаты определения остаточной нефтенасыщенности одновозрастных пород других месторождений Сургутского свода.

Пласт ЮС1 сложен преимущественно аргиллитами темно-серыми, плотными, отложения отличаются опесчаниванием и представлены чередованием аргиллитов и мелкозернистых песчаников.

Для БС0 начальная нефтенасыщенность в образцах (0,723) существенно превышала среднее значение, определенное при подсчете запасов (0,626), при этом построенная нами зависимость $ПН=f(K_{nn})$ с достоверностью 0,66 показывала, что коэффициент вытеснения меньше, чем полученный по обобщенной зависимости. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от других параметров не установлена.

Для БС1 начальная нефтенасыщенность и пористость в образцах существенно выше, чем значения, оцененные при подсчете запасов. Для БС6 диапазон созданных в образцах начальных нефтенасыщенностей также не характерен, кроме того, ни одна из зависимостей ($K_{но}$, $K_{выт}$, $ПН$ от проницаемости или начальной нефтенасыщенности), построенных на массиве лабораторных данных, не является достоверной.

Одной из важнейших фильтрационных характеристик продуктивных пород-коллекторов являются функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для несмешивающихся флюидов (воды и нефти) в зависимости от насыщенности пустотного пространства. Пласта БС10 Суторминского месторождения имеет проницаемость 6,9 и 133 мД [1].

Небольшая асимметрия проявляется на более крутом восточном крыле складки. Вал осложнен отдельными куполами. Крупные выявленные дизъюнктивные нарушения северо-восточного направления ограничено делят поднятие на три отдельных блока. В центральной и южной частях площади нарушения имеют северное и северо-северо-западное направление. Максимальное смещение по разломам до 20 м. Конформно с горизонтом А структура следует по горизонту Т (кровля тюменской свиты), отражающему горизонту Б (кровля верхней юры), горизонту М (низы апта) и горизонту Г (кровля сеноманского яруса).

Месторождение нефти и газа находится в пределах которой залежи углеводородов выявлены от васюганской и баженовской свит, Юрской системы до сеноманского яруса меловой системы. На месторождении промышленное скопление углеводородов связаны с отложениями верхнеюрскими, васюганской и баженовской свит, берриаского яруса (ачимовская толща), валанжинского и сеноманского ярусов нижнего и верхнего мела. Притоки нефти по результатам скважинного опробывания были получены

из пластов Ю0, Ю1.

Продуктивный горизонт БП11 представлен чередованием песчано-алеврито-глинистых пород и характеризуется сложным строением. Подсчёт запасов производится по продуктивным горизонтам в меловых отложениях: пластам БП11 2, БП11 1, БП11 0 и сеноманской продуктивной толще (пласт ПК1). В отложениях сеномана (пласт ПК1) на месторождении выявлено две самостоятельные залежи, отделенные друг от друга прогибом. Каждая залежь имеет свой газо-водяной контакт.

Месторождение является многопластовым и имеет сложное геологическое строение. По данным разведочного и эксплуатационного бурения на 1.01.2007 г. выявлены и поставлены на баланс: свободный газ в пласте ПК1 (сеноман), залежи нефти и растворенного газа в пластах БП11 0, БП11 1, БП12 1, БП12 2, БП16, БП17, Ю0, Ю1 1, Ю1 2. Пласты 31 БП110, БП111, БП121, БП122 и Ю11 являются объектами разработки. Небольшая добыча нефти произведена из пластов БП16, БП17. На сегодняшний день особый интерес вызывает юрский интервал, который слабо изучен, но является перспективным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геологические причины ускоренного обводнения скважин пласта БС80 Суторминского месторождения / С.В. Архипов, С.В. Дворак, В.П. Сонич, Е.В. Николаева // Геология нефти и газа.- 1988.- № 1.- С. 49-52.
2. Особенности геологического строения Суторминского нефтяного месторождения / Р.Н. Мухаметзянов, Е.В. Красюнов, Р.Э. Халимов и др. // Геология нефти и газа.- 1986.- № 4.- С. 34-88.
3. Причины раннего обводнения нефтяных скважин Суторминского месторождения / Р.Н. Мухаметзянов, Р.Э. Халимов, В.В. Кузнецов, А.А. Бродский // Геология нефти и газа.- 1988.- № 10.- С. 44-47.
4. Халимов Р.Э. Геологические источники и технологические причины обводнения скважин Суторминского месторождения // В кн.: Нефтегазопромысловая геология залежей с трудноизвлекаемыми запасами - М.- 1985.- С. 57-64.
5. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Суторминского нефтяного месторождения. - Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2004.
6. Егоров А.В. Ингибитор парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей / А.В. Егоров, В.Ф. Николаев, К.И. Сенгатуллин, И.Я. Муратов, Х.Г. Зайнутдинов // Нефтегазовое дело. - 2013.
7. Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. Оценка температуры образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтедобывающих скважинах / А.А. Ерофеев, А.В. Лекомцев // Нефтегазовое дело. - 2009.
8. Иванова Л. В., Кошелев В. Н. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы // Нефтегазовое дело. - 2011.
9. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2006.
10. Магадова Л. А., Черыгова М. А. К вопросу решения проблемы промывки скважины от асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. - 2015.
11. Медведский Р.И., Светлов К.В., Брехунцов А.М., Тренин Ю.А. Строение и состояние разработки Суторминского месторождения нефти // Геология нефти и газа. - 2009.
12. Борисов А.Г., Фролова Е.В. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения // Газовая промышленность, 2014. № 8. С. 12-16.
13. Дубив И.Б., Скворцов С.В. Оценка эффективности применения метода водогазового воздействия на нефтяных залежах ачимовских отложений Уренгойского месторождения // Материалы конф. «Нефть и газ Западной Сибири». Тюмень: изд-во Тюм. инд. ун-та, 2011. С. 192-193.
14. Казаков К.В., Бравичев К.А., Лесной А.Н. Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии // Экспозиция Нефть Газ, 2016. № 1 (47). С. 37-41
15. Мылов Л.Ю., Безнощук Т.А., Азимов И.Д. Подсчет запасов газа, газоконденсата и оценка рентабельности разработки месторождений Ачимовского пласта // Экономика и предпринимательство, 2016. № 5. С. 977-981.
16. Николаев Кирилл. "Газпром нефть": Возвращение на Ачимовку. Сравнительные характеристики Ачимовских и неокомских пластов в Ноябрьском регионе // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии, 2015. № 42. С. 16-22.
17. Паникаровский В.В., Романов В.К., Паникаровский Е.В., Романов А.В. Геология газовых и газоконденсатных месторождений. К вопросу сохранения фильтрационных характеристик продуктивных

- пластов ачимовских отложений // Наука и Техника в газовой промышленности, 2005. № 3. С. 3-9.
18. Паршуков А.В., Шай Т.А. Обобщение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Нефть и газ, 2013. № 3. С. 25-30.
19. Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Междунар. симпозиума им. академ. М.А. Усова / отв. ред. Савичев О.Г. Томск: изд-во Том. политех. ун-та, 2012. Т. 2. С. 139-140
20. Раянов Р. Р., Казаков К. В., Бравичев К. А. Поиск оптимального варианта разработки низкопроницаемого и неоднородного ачимовского пласта месторождения Западной Сибири // Нефть, газ и бизнес, 2016. № 2. С. 23-29.
21. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Перспективы разработки ачимовских отложений на территории ХМАО-Югры // Международный научно-исследовательский журнал, 2016. № 12. С. 112-115.
22. Скин-фактор [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
23. Строение клиноформных неокотских отложений [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.sibngf.ru/images/metodiki/uhlova1_big.jpg.
24. Тюрин В.П., Фатеев Д.Г., Ефимов А.А., Завьялов Н.А. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) // Экспозиция Нефть Газ, 2016. № 7 (53). С. 40-45.
25. Кельметр, В. В. Совершенствование конструкции наклонно направленных и горизонтальных скважин Самотлорского НГКМ / В. В. Кельметр. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 15 (305). — С. 107-111. — URL: <https://moluch.ru/archive/305/68663/>
26. Нагиев А.Т., Жеребцов В.В., Мазепа В.Б. Справочник мастера по добыче нефти и ремонта скважин. - Ноябрьск: ЗАО «ИД «Благовест», 2004.
27. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009.
28. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра.
29. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013.
30. Галикеев В.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений в осложнённых условиях // Ижевск: ООО «ПарацельсПринт», 2015.
31. С.Ю. Борхович, С.Б. Колесова, В.И. Кудинов, МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ по написанию выпускной квалификационной работы (магистерской диссертации) по направлению подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело 2021. - 56 с.
32. К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов // - М: Институт компьютерных исследований, 2014. - 544 с.
33. Дунаев В. Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности // - Учебник - М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2014. - 372 с.
34. Дунаев, В. Ф. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. - М.: 2013 г., 341 с.
- Дьякова В. Г., Лещёва В. Б. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия. Издательство “Юнити”, 2012. - 52 с.
35. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 №2395-1.
36. Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 21.07.1997 № 116-ФЗ.
37. Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте. Постановление Правительства РФ 10.03.1999 № 263.
38. Об утверждении положения о Государственном контроле за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр. Постановление Правительства РФ от 12.05.2005 № 293 (в ред. постановления Правительства РФ от 05.06.2013 № 476).
39. Правила охраны недр, утвержденные постановлением Госгортехнадзора от 06.06.2003 № 71.
40. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. М., 1988.
41. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
42. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность: ввод в действие с 01.06.1999. Постановление Госгортехнадзора РФ № 10-13/137 от 11.03.1998.
43. Ибатулин, Р. Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория.

Методы. Практика / Н. Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахатутдинов, Р. С. Хисамов. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2012. - 292 с.

44. Покрепин, Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / Б. В. Покрепин. - 2 - е изд., доп. и перераб. - Волгоград: Ин - Фолио, 2013. - 224 с.

45. Покрепин, Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для СПО / Б. В. Покрепин. - Волгоград: Ин - Фолио, 2013. - 496 с.

46. Ривкин, П. Р. Техника и технология добычи и подготовки нефти на нефтепромыслах: справочное пособие для разработчиков нефтегазовых месторождений / П. Р. Ривкин. - 2 - е изд. - Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2014. - 496 с.

47. Мулявин В.С. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений // Тюмень, ТГНУ, 2020. - 204 с.

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://studservis.ru/gotovye->

[D0%BD%D0%B0%D1%8F%20%D0%BA%D0%B2%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D1%84%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%86%D0%B8](https://studservis.ru/gotovye-)