

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/diplomnaya-rabota/250275>

Тип работы: Дипломная работа

Предмет: Нефтегазовое дело (другое)

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 4

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СВЕДЕНИЙ О СЕВЕРО-ГУЛЯЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 7

1.1 Характеристика текущего состояния разработки СЕВЕРО-ГУЛЯЕВСКОГО месторождения в целом 7

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов 14

1.3. Анализ выработки месторождения 16

1.4. Свойства и состав пластовых флюидов 26

Выводы к главе 1 30

2 АНАЛИЗ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ 32

2.1 Горизонтальные насосные установки 32

2.2 Плунжерные насосные агрегаты объемного действия 34

2.3 Снижение удельной аварийности трубопроводов системы поддержания пластового давления 39

2.3.1 Динамика аварийности водовода высокого давления 40

2.3.2 Химический состав пластовых вод 43

2.4 Выбор участков для нестационарного заводнения с использованием геолого-статической модели пласта 46

2.4.1 Методика выбора участков для проведения циклического заводнения 2.4.2 Применение метода циклического заводнения на ключевом месторождении. 47

3 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ЗАКАЧКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ 56

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ 59

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 66

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ 66

ВВЕДЕНИЕ

Северо-Гуляевское нефтегазовое месторождение находится в центральной части Печорского моря в 50 км к западу от Приразломного в пределах Гуляевского вала.

Северо-Гуляевское месторождение было открыто в 1986 году. Месторождение было открыто компанией «Арктикморнефтегазразведка» при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ на шельфе.

Глубины моря в его пределах составляют 10-30 м. На месторождении пробурена одна скважина, в разрезе которой выявлены две залежи: нефтяная и газоконденсатная. Нефтяная залежь залегает в терригенных отложениях верхней перми, а газоконденсатная – в карбонатных отложениях средне-верхнекаменноугольного возраста. Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождение по величине запасов углеводородов относится к средним месторождениям.

На Северо-Гуляевском месторождении открыто две залежи: в терригенных отложениях верхней перми - нефтяная, а в карбонатах нижней перми - газоконденсатная. В первом случае коллектором являются мелкозернистые песчаники с пропластками алевролитов и аргиллитов, а покрывка представлена 40-м толщиной нижнетриасовых крепких аргиллитов.

По типу залежь - пластово-сводовая, по запасам - крупная. Нефть тяжелая, сернистая. Во втором случае газоконденсатная залежь (содержание конденсата невелико) приурочена к мелкокристаллическим массивным пористым известнякам. Залежь массивная, по запасам - крупная. Покрывкой для нижнепермской залежи, как и на Приразломном месторождений, служит толща артинско-кунгурских алевритистых аргиллитов мощностью до 200 м.

Северо-Гуляевское месторождение 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 данной работы: разработка мероприятий по внедрению энергосберегающих технологий и поддержание пластового давления на Северо-Гуляевском месторождении.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести полный анализ и получить полноценное представление о существующей системе поддержания пластового давления на месторождениях.
- изучить оборудование для поддержания пластового давления, а также методы повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления
- рассмотреть усовершенствование технологических схем, а именно систематизировать данные об энергоэффективности модернизированных методов поддержания пластового давления и нового энергосберегающего оборудования.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ППД – поддержание пластового давления;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;

ПЗП – призабойная зона пласта;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КНС – кустовая насосная станция;

БГ – блок гребенки;

БКНС – блочная кустовая насосная станция;

УПН – установка подготовки нефти;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НА – насосный агрегат;

МСП – межскважинная перекачка;
ВСП – внутрискважинная перекачка;
ПНУ – передвижная насосная установка;
ЦНС – центробежный насос;
КПД – коэффициент полезного действия;
УРЭ – удельный расход электроэнергии;
ЧРП – частотно-регулируемый привод;
ТП – трансформаторная подстанция;
ГНУ – горизонтальная насосная установка;
ОПЗ – обработка призабойной зоны;

АННОТАЦИЯ

Современное насосное оборудование для нефтегазового комплекса, в частности, насосы для систем поддержания пластового давления (ППД), должно соответствовать целому ряду требований. К основным требованиям относятся эффективность, экономичность и надежность насосных систем. В системах ППД наиболее крупными единичными потребителями электроэнергии являются центробежные насосы. Как показывает практика, из общего объема потребляемой при добыче нефти электроэнергии на системы ППД приходится более 30%, из которых более 60-70% энергозатрат приходится на насосы типа ЦНС. Снижение потребления электроэнергии в системах ППД является актуальной и технически сложной проблемой, которой в течение ряда лет занимаются проектные, инжиниринговые и производственные предприятия, таким образом, выбранная тема является крайне актуальной и востребованной. В работе проведен анализ системы поддержания пластового давления на месторождениях, изучено оборудование для поддержания пластового давления, а также методы повышения энергоэффективности эксплуатации системы поддержания пластового давления. Кроме этого представлены технологические схемы усовершенствования методов поддержания пластового давления и нового энергосберегающего оборудования.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СВЕДЕНИЙ О СЕВЕРО-ГУЛЯЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1. Характеристика текущего состояния разработки СЕВЕРО-ГУЛЯЕВСКОГО месторождения в целом Северо-Гуляевское нефтегазоконденсатное месторождение, распределенный фонд, Шельф РФ, Шельф РФ, Печорское море район (локация), полезные ископаемые нефть, конденсат, горючий газ, этан, пропан, бутан, сера нефтяная, сера газовая, углекислый газ.

По типу полезного ископаемого: нефтегазоконденсатное.

По размеру запасов: среднее.

По виду пользования: распределенный фонд, Шельф РФ.

Регион: Шельф РФ.

Район (локация): Печорское море.

Полезное ископаемое (УВС): нефть, конденсат, горючий газ, этан, пропан, бутан, сера нефтяная, сера газовая, углекислый газ.

Месторождение расположено в акватории Печорского моря, в 900 км от г. Мурманска — ближайшего незамерзающего морского порта и железнодорожной станции и в 215 км от г. Нарьян-Мара — ближайшего аэропорта. Глубина моря в районе месторождения 10-30 м. Акватория свободна ото льдов около 4 месяцев в году — с июля по ноябрь. Наименьшей площадью нефтеносности обладает пласт БСб, 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.

Слагающие его залежи нефти приурочены к группе малоамплитудных локальных поднятий, осложняющих более крупную коллективную куполообразную возвышенность и показано на рисунке 1.1. Степень нефтенаполнения ловушек, примыкающих к куполам в пластах является различной, таким образом контуры нефтеносности не совпадают. Нефтеносный пласт месторождения БСб имеет наименьшую площадь, а месторождение БС101 – наибольшую. На большой площади месторождения наблюдается перекрытие нефтегазоносных, гидронефтяных и водных зон различных месторождений. Результатом этого является чередование проницаемых нефтенасыщенных коллекторов и водонасыщенных в разрезе большинства скважин.

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. Сообщение между городами и селами осуществляется по воздуху и по бетонным дорогам автомобильным транспортом круглосуточно.

Рисунок 1.1 - Обзорная схема района

Перспективы и направления развития топливно-энергетического комплекса и сопряженных отраслей не только в этой области, но и России в целом было принципиально изменено выявлением уникальных ресурсов углеводородного сырья на арктическом шельфе (табл. 1.1 и 1.2).

Таблица 1.1 - Характеристика ресурсной базы арктических акваторий России [1]

Показатель Значение

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы (НСР) углеводородов Около 80 млрд. т.н.э.

Кроме того, в зоне спорной юрисдикции России и Норвегии 6,5 млрд. т.н.э.

Извлекаемые запасы нефти Более 400 млн. т

Запасы газа Более 8 трлн. м³

Разведанность НСР УВ 6,3%

Месторождения УВ 25

Локальные объекты (выявленные и подготовленные) 524

Эффективность глубокого бурения 27 тыс. т.н.э./пог. м

Таблица 1.2- Характеристика геологоразведочных работ на арктических акваториях [1]

Море Глубокое бурение Сейсморазведка 2D Сейсморазведка 3D

Объем, пог. км Количество скважин Объем, тыс. пог. км Плотность, пог. км/км² Объем, км²

Печорское 70,83 21 83,7 0,8 2191,5

Баренцево 93,63 34 275 0,27 2404

Карское (включая губы и заливы) 52,29 28 126,5 0,13 3159,5

Лаптевых — — 30,2 0,04 —

Восточно-Сибирское — — 8,8 0,01 —

Чукотское — — 13,3 0,03 —

ВСЕГО: 216,75 83 537,5 0,13 7755

Извлекаемое из месторождения сырье будет транспортироваться по подводным трубопроводам к побережью Териберского залива, где будут располагаться завод по производству СПГ, портовый транспортно-технологический комплекс, установка комплексной подготовки газа и другие производственные объекты. Для транспортировки газа в Единую систему газоснабжения России планируется строительство газопровода Мурманск-Волхов [6].

Еще одно месторождение, планируемое к разработке в ближайшее время, — Приразломное нефтяное месторождение. Лагерь открыт в 1989 году и расположен на шельфе Печорского моря в 60 км от берега (поселок Варандей). Глубина моря в районе месторождения составляет 19-20 м. Извлекаемые запасы сырой нефти Приразломного месторождения составляют 46,4 млн т, что позволяет ежегодно добывать около 6 млн т [9].

ОАО «Газпром» рассматривает возможность строительства нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) в Мурманской области для переработки нефти Приразломного месторождения, а затем Долгинского месторождения. Мощность НПЗ в поселке Териберка Мурманской области в случае его строительства может составить около 5 млн тонн в год. Ожидается, что добыча сырой нефти на Приразломном месторождении начнется в 2011 году, и в течение 6-7 лет оно достигнет своего пика добычи в 6,6 млн тонн в год [7]. Ожидается, что добыча на Долгинском месторождении начнется в 2016 году и составит от 6 до 7 миллионов тонн в год. Первоначально сырая нефть с «Приразломного» будет экспортироваться, а после строительства НПЗ большая ее часть будет перерабатываться с сохранением возможности экспортных поставок.

Главный порт региона — Мурманский морской торговый порт (ММТП), своего рода «арктические ворота России», специализирующийся на перевалке полезных ископаемых и химикатов. В последнее время его основной задачей является увеличение пропускной способности, что вызвано ростом товарооборота, в частности, увеличением экспорта углеводородов.

С 2001 по 2005 год были предприняты значительные шаги по повышению эффективности и конкурентоспособности Мурманского транспортного узла. Реконструкция морского торгового порта Мурманск и дноуглубительные работы в Кольском заливе позволили принимать суда водоизмещением более 350 000 человек. Следует отметить, что ни в каких других портах европейской части России таких возможностей нет. Запущены новые перевалочные комплексы и нефтеналивные терминалы, которые значительно увеличили объем грузооборота в портах региона, а также объемы перевалки и отгрузки сырой нефти на экспорт.

Продолжающаяся реконструкция портовых терминалов и строительство морских нефтеперевалочных комплексов создают хорошие условия для развития Мурманска не только в традиционном направлении, но и для его постепенного превращения в основной порт по перевалке нефти в России и на Севере Европы, включая нефть, добываемую на шельфовых месторождениях Арктики.

Осенью 2005 года АО «Арктикшельфнефтегаз» приступило к строительству нефтеперевалочного комплекса «Лавна» на западном побережье Кольского залива, который войдет в состав Мурманска. Минтранс РФ утвердил генеральную схему его развития, ожидается, что капитальные вложения в порт Мурманск к 2015 году составят около 2,5 млрд долларов США (сухие и 40 млн тонн грузов наливных).

Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мансуров М.Н. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России. М.: Недра, 2011. 180 с.

2. 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.

3. Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. Оценка температуры образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтескважинах / А.А. Ерофеев, А.В. Лекомцев // Нефтегазовое дело. - 2009.

4. Иванова Л. В., Кошелев В. Н. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы // Нефтегазовое дело. - 2011.

5. 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.

6. Магадова Л. А., Черыгова М. А. К вопросу решения проблемы промывки скважины от асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. - 2015.

7. Медведский Р.И., Светлов К.В., Брехунцов А.М., Тренин Ю.А. Строение и состояние разработки Суторминского месторождения нефти // Геология нефти и газа. - 2009.

8. Борисов А.Г., Фролова Е.В. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения // Газовая промышленность, 2014. № 8. С. 12-16.

9. 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.

10. 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

11. 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.

12. Николаев Кирилл. "Газпром нефть": Возвращение на Ачимовку. Сравнительные характеристики Ачимовских и неокосских пластов в Ноябрьском регионе // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии, 2015. № 42. С. 16-22.

13. 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.

14. Паршуков А.В., Шай Т.А. Обобщение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Нефть и газ, 2013. № 3. С. 25-30.

15. 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
16. 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.
17. 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.
18. Скин-фактор [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
19. Строение клиноформных неокомских отложений [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.sibngf.ru/images/metodiki/uhlova1_big.jpg.
20. 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) // Экпозиция Нефть Газ, 2016. № 7 (53). С. 40-45.
21. 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/>
22. Нагиев А.Т., Жеребцов В.В., Мазепа В.Б. Справочник мастера по добыче нефти и ремонта скважин. - Ноябрьск: ЗАО «ИД «Благовест», 2004.
23. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009.
24. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра.
25. 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.
26. Галикеев В.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений в осложнённых условиях // Ижевск: ООО «ПарацельсПринт», 2015.
27. 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.
28. К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов // - М: Институт компьютерных исследований, 2014. - 544 с.
29. Дунаев В. Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности // - Учебник - М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2014. - 372 с.
30. 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.
31. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 №2395-1.
32. Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 21.07.1997 № 116-ФЗ.
33. Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте. Постановление Правительства РФ 10.03.1999 № 263.
34. 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).
35. Правила охраны недр, утвержденные постановлением Госгортехнадзора от 06.06.2003 № 71.
36. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. М., 1988.
37. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
38. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность: ввод в действие с 01.06.1999. Постановление Госгортехнадзора РФ № 10-13/137 от 11.03.1998.
39. Кульпин Л.Г., Стратий Г.И., Алексеева Ю.В., Пронюшкина С.М. Освоение Мурманского газового месторождения в Баренцевом море на основе использования подводных технологий // Сб. трудов Междунар. науч.-техн. конф. Geopetrol. Краков, 2014. С. 39-36.
40. Блох С.С., Кульпин Д.Л., Кульпин Л.Г. Состояние геолого-физической изученности и проблемы освоения

- Мурманского газового месторождения в Баренцевом море // Газовая промышленность. 2017. № 10. С. 32–34.
41. Омельчук В.В. Кольская АЭС как основа энергетики региона: настоящее и перспективы. Мурманск, 2016 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.osatom.ru/mediafiles/u/files/IX_reg_forum_2016/4._OmelchukVV_Forum_dialog120516.pdf (дата обращения: 26.04.2018).
- 42.
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://stuservis.ru/diplomnaya-rabota/250275>