

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/255813>

Тип работы: Дипломная работа

Предмет: Нефтегазовое дело (другое)

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 3

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СВЕДЕНИЙ О МУРМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 6

1.1 Характеристика текущего состояния разработки Мурманском месторождения в целом. 6

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Мурманского месторождения. 13

1.3. Анализ выработки месторождения. 15

1.4. Свойства и состав пластовых флюидов. 25

Выводы к главе 1 28

Глава 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 30

2.1 Горизонтальные насосные установки 30

2.2 Применение установок штанговых насосов для эксплуатации скважин в условиях Мурманского месторождения 32

2.3 Подземное оборудование штанговых насосов 35

2.4 Наземное оборудование штанговых насосов 36

2.5 Применение штанговых насосов в условиях Мурманского месторождения 38

Глава 3. ОБЩИЙ ПРИНЦИП ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ К СКВАЖИНЕ 43

3.1 Выбор глубины погружения и расчет сепарации газа у приема насоса 43

3.2 Определение требуемого напора насоса 43

3.3 Подбор и корректировка рабочих характеристик штангового насоса 43

3.4 Подбор электродвигателя, кабеля, трансформатора и станции управления 43

3.5 Результаты подбора 43

Глава 4 Анализ текущего состояния экологической безопасности разработки 44

Глава 5. Мероприятия по повышению безопасности и эффективности эксплуатации скважин с применением установок штанговых насосов 60

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 67

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 71

ВВЕДЕНИЕ

Мурманское газовое месторождение приурочено к локальному структурному поднятию, сформированному над системой нарушений юго-западного борта бассейна. Продуктивными являются триасовые и юрские комплексы, нефтематеринскими - отложения пермотриаса.

Мурманское месторождение имеет сложное многопластовое строение. Всего выделено около 20 продуктивных пластов песчаников ранне-среднетриасового возраста. Все выявленные залежи литологически экранированы, причем большинство из них выклиниваются в сводовой части структурного поднятия. Газ по составу метановый с низким содержанием углеводородных компонентов. По запасам месторождение относится к крупным.

Месторождение было открыто компанией «Арктик-морнефтегазразведка» при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ на шельфе. Является первым месторождением, открытым в 1983 году «Арктикморнефтегазразведка». Оно расположено в южной части Баренцева моря. Глубины моря в его пределах изменяются от 68 до 123 м. На месторождении пробурено 9 скважин. Залежи газа приурочены к терригенным отложениям ниже-среднетриасового возраста. По величине геологических запасов газа Мурманское месторождение классифицируется как крупное.

Информация о составе, физико-химических и термодинамических свойствах пластового флюида является важным звеном в структуре исходной информации, необходимой для создания и последующего использования геолого-технологической документации различного уровня (подсчета запасов, технологических схем разработки месторождений), и т.д.. Источником информации о свойствах пластовых флюидов являются специальные промысловые и лабораторные исследования, которые позволяют получить разнообразные сведения о характеристиках газа, конденсата, воды. Однако при этом необходимо

понимать, что данным исследованиям присущ фактор неопределенности, обусловленный различными неточностями и ошибками при проведении замеров, которые в свою очередь приводят к существенным искажениям и даже неверным представлениям в оценках фазового состояния и свойств компонентов флюида при создании модели газожидкостной смеси.

Ниже представлены основные источники неопределенности исходной информации:

- несоблюдение при промысловых исследованиях рекомендаций, изложенных в действующей Инструкции, содержащей рекомендации по проведению газоконденсатных исследований скважин;
- отсутствие замера забойных параметров в процессе исследований;
- образование гидратов и парафинов в процессе исследовательских работ;
- ошибки и неточности в определении состава и физико-химических свойств пластового газа и продукции;
- нарушение условий отбора проб продукции, сроков транспортировки и хранения тары с пробами;
- принципиальные методологические расхождения в зависимости от Исполнителя;
- отсутствует единая форма предоставления предварительной информации.

Поэтому при проведении расчета в расчетной схеме должна быть предусмотрена процедура учета неопределенности используемой информации.

Важной особенностью испытуемого 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 дипломной работы: разработка мероприятий по оптимизации и повышению эффективности скважин с помощью установки штангового насоса Мурманского месторождения.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СВЕДЕНИЙ О МУРМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Характеристика текущего состояния разработки Мурманском месторождения в целом.

Мурманское газовое месторождение открыто в 1983 году и является первым месторождением, открытым в морской части западно-арктического шельфа. Расположен в южной части Баренцева моря, в 150 км к северо-западу от полуострова Канин и в 370 км от г. Мурманска (рис. 1.1). Глубины моря в Мурманской области колеблются от 68 до 123 м. Климат района морской, арктический. Для региона характерна продолжительная зима, короткое лето, высокая влажность (80-90%), постоянная облачность и ветры. Самые холодные месяцы – февраль и март со средней температурой воздуха –4–5 °С. Самые жаркие месяцы – июль и август со средней температурой воздуха 9-11°C.

Ледообразование на акватории наблюдается не каждый год. По среднемноголетним данным, годы со льдом, закономерное его появление приходится на вторую декаду марта; раннее наступление льда было зафиксировано в конце января. Ледовые образования со средней сплоченностью 7 баллов более фрагментарны - битый лед и полевые обломки диаметром 2 км и менее. Они сильно приподняты, толщина льда колеблется от 20 до 130 см. В середине мая акватория обычно очищается ото льда, средняя продолжительность ледового периода 2 месяца [1-3].

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.

Степень заполнения нефтью приуроченных к куполам ловушек в пластах различна (рисунок), 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.

Карта мурманского месторождения приведена на рис. 1.1.

Рисунок 1.1 - Обзорная схема района

Перспективы и направления развития топливно-энергетического комплекса и сопряженных отраслей не только Мурманской 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

Одним из наиболее перспективных и приоритетных объектов для освоения является Мурманское газоконденсатное месторождение, открытое в 1988 году. Месторождение расположено в центральной части Баренцева моря, к северо-востоку от Мурманска, на расстоянии около 600 км. Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м.

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).

Одна из проблем экспорта углеводородов из порта Мурманск заключается в том, что в настоящее время трубопровода до Мурманска нет, а экспортные товары доставляются по железной дороге, пропускная способность которой очень ограничена. Следует отметить, что в теории идея строительства нефтепровода, соединяющего Кольский полуостров и Западную Сибирь, не утратила своей перспективной сути.

Напомним, что в конце 2002 года нефтяные компании ЮКОС, Лукойл, Сибнефть, ТНК и Сургутнефтегаз подписали протокол о намерениях по созданию трубопроводной системы для транспортировки нефти через морской нефтяной терминал в Мурманской области. В соответствии с этим меморандумом в 2003 году межведомственная комиссия по размещению производительных сил в Мурманской области рассмотрела и поддержала заявки нефтяных компаний на инвестиции в строительство Мурманской трубопроводной системы.

По предварительным оценкам, создание Мурманской трубопроводной системы может принести федеральному бюджету 1,4 млрд долларов, бюджетам регионов - до 2,6 млрд долларов, в том числе бюджету Мурманской области - около 700 млн долларов, а дополнительные инвестиции позволяют в общей сложности от 2 до 6 тыс. рабочих мест. Однако непрекращающиеся расследования в отношении Михаила Ходорковского и последовавшие за этим известные события заморозили реализацию этого проекта. Транспортный потенциал и перспективные проекты развития транспорта Мурманской области представлены в табл. 3.

Разработка месторождений углеводородов на арктическом шельфе России затруднена из-за суровых климатических условий. Производство осуществляется в районах, характеризующихся низкими температурами, ураганскими ветрами и быстрыми морозами. В некоторых районах шельфа, где предполагается добыча газа, лед длиной 1,5 метра плавает более 200 дней в году. Эти обстоятельства значительно удорожают проекты разработки углеводородов на арктическом шельфе.

Таблица 1.3 - Перспективы развития транспортного потенциала Мурманской области

Название проекта Планируемая деятельность

1. Развитие морского транспорта — реконструкция угольного терминала ММТП 9,6 млн.т.;
 - строительство угольного терминала 20 млн. т на западном берегу Кольского залива;
 - строительство контейнерного терминала 1 млн. TEU на Восточном берегу Кольского залива;
 - строительство нефтяного терминала на 35 млн. т на западном берегу Кольского залива;
 - развитие акватории для судов DW = 350 тыс. т;
 - развитие портового флота;
 - строительство экологического бункеровочного комплекса
2. Развитие логистической и складской инфраструктуры — строительство дистрибуционно-логистического комплекса;
 - строительство логистического центра
3. Развитие железнодорожного транспорта — строительство новой ж/д ветки «Выходной-Лавна» 28 км;
 - строительство новых ж/д станций и парков 10 шт;
 - реконструкция путевого развития 4 станций;
 - реконструкция подходов (от ст. Волховстрой)
4. Развитие автомобильного транспорта — развитие улично-дорожной сети г. Мурманска;
 - реконструкция автодороги «Кола»
5. Развитие авиационного транспорта — реконструкция аэропорта «Мурманск»

Разработка месторождений природного газа на Североморской платформе, которая находится на значительном удалении от побережья в уникальных и сложных условиях, требует привлечения огромных средств и новых технологических решений: строительство производственных объектов, прокладка газопроводов по морскому дну, строительство береговой инфраструктуры, включая перерабатывающие заводы и заводы по сжижению газа. Очень важным фактором при разработке морских месторождений является необходимость учитывать строгие экологические нормы. В связи с этим промышленный потенциал Мурманска имеет особое значение.

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Мурманского месторождения. Размеры структуры по замкнутым изогипсам –2100 м и –2900 м составляют 19 × 12 км и 16,5 × 10,5 км, амплитуды 110 и 125 м соответственно. Блоковое строение складки определяют три протяженных прерывистых разлома сбросового характера. Амплитуда смещения переменная на поверхности и в разрезе и составляет от 20 до 50 м. Кроме того, структурные планы всех горизонтов осложнены большим количеством разломов и относительно кратковременных аномалий на сейсмической записи, вероятно, связанных с литологическими замещениями, положение которых в плане и разрезе часто совпадает. Месторождения Мурманского месторождения относятся к категории коллекторов дугообразной формы, литологически экранированных на участках замещения проницаемых пород (песчаников) непроницаемыми (глины). Эти многочисленные латеральные контакты в терригенных отложениях триаса достоверно не прослеживаются по результатам сейсморазведки. Газоводяные контакты ни в одной из скважин не открывались и принимались условно: по нижним скважинам или по забою нижнего пласта в интервалах бурения. Из 21 месторождения было открыто только месторождение I4 с четырьмя скважинами, поле III5 с тремя скважинами, восемь полей с двумя скважинами и 11 месторождений с одной скважиной. На рис. геологический профиль по линии скважин 24 - 22 - 26. Оценочные площади газоносности по 21 месторождению различаются почти на порядок: от 24,9 млн до 183,8 млн кв. Газообразные площади четырех продуктивных горизонтов колеблются от 161,4 млн до 746,3 млн кв. м, что в сумме составляет 1 724,4 млн кв. Запасы шести месторождений полностью оценены по категории C1; Расчетная площадь запасов категории C1 по остальным 15 месторождениям колеблется от 14,7 до 58,7 % от их общей газовой поверхности.

По литологической ключевости продуктивных отложений определяются газонасыщенные пласты. Фактически тип кеинга может быть проведен только для пласта И4, а в остальных случаях условная кеинговая линия проводится в средней точке интервала между соседними скважинами. Средневзвешенные значения газонасыщенных эффективных ширин для 21 залежи месторождения колеблются от 0,6 до 5,8 м при среднем значении 2,5 м и сумме 47,0 м. Усреднение значений ширины по четырем продуктивным горизонтам осуществляется в следующем ряду сверху вниз. дно по сечению: 3,2 - 0,8 - 2,1 - 2,2 м3. Объемные итоги по четырем продуктивным горизонтам образуют ряд сверху вниз по тренду: 2376,0 млн - 130,8 млн - 1236,5 млн - 573,8 млн м3. Объем продуктивных отложений месторождения с запасами категории C1 составляет 52,3%. Положение границ участков залежи с запасами категории C1 определялось по результатам ГИС и по условной линии литологического замещения, а для запасов категории C2 по нижней отметке определяемой продуктивности скважин. . 23 и вдоль проведенной им линии соприкосновения. Запасы газа Мурманского месторождения на 1 августа 1994 г. оцениваются ниже по старой классификации: общие запасы - 120,7 млрд м3, из них 59,1 млрд м3 по категориям А+В+C1, 61 млрд м3 по категории C2, 6 млрд м3 . Газ всех продуктивных горизонтов однотипный и классифицируется как сухой, метаносодержащий, малоазотистый, малоуглеродистый, малогелиевый, безсернистый. Содержание метана 96-97%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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. 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.
3. 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.
4. 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).
5. 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.
6. Ерофеев А.А., Лекомцев А.В. Оценка температуры образования асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтедобывающих скважинах / А.А. Ерофеев, А.В. Лекомцев // Нефтегазовое дело. - 2009.
7. Иванова Л. В., Кошелев В. Н. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы //

Нефтегазовое дело. - 2011.

8. 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.
9. Магадова Л. А., Черыгова М. А. К вопросу решения проблемы промывки скважины от асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. - 2015.
10. Медведский Р.И., Светлов К.В., Брехунцов А.М., Тренин Ю.А. Строение и состояние разработки Суторминского месторождения нефти // Геология нефти и газа. - 2009.
11. Борисов А.Г., Фролова Е.В. Литолого-петрофизическая классификационная модель ачимовских коллекторов Уренгойского месторождения // Газовая промышленность, 2014. № 8. С. 12-16.
12. 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.
13. 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
14. 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.
15. Николаев Кирилл. "Газпром нефть": Возвращение на Ачимовку. Сравнительные характеристики Ачимовских и неокотских пластов в Ноябрьском регионе // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии, 2015. № 42. С. 16-22.
16. 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.
17. Паршуков А.В., Шай Т.А. Обобщение фильтрационно-емкостных свойств ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Нефть и газ, 2013. № 3. С. 25-30.
18. 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
19. 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.
20. 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.
21. Скин-фактор [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/>
22. Строение клиноформных неокотских отложений [Электронный ресурс]. - Режим доступа: https://www.sibngf.ru/images/metodiki/uhlova1_big.jpg.
23. 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.
24. 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/>
25. Нагиев А.Т., Жеребцов В.В., Мазепа В.Б. Справочник мастера по добыче нефти и ремонта скважин. - Ноябрьск: ЗАО «ИД «Благовест», 2004.
26. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2009.
27. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра.
28. 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.
29. Галикеев В.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений в осложнённых условиях // Ижевск: ООО «ПарацельсПринт», 2015.
30. 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.

31. К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Г. Д. Розенберг Нефтегазовая гидромеханика: учебное пособие для вузов // - М: Институт компьютерных исследований, 2014. – 544 с.
32. Дунаев В. Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности // - Учебник - М.: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2014. - 372 с.
33. 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.
34. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 №2395-1.
35. Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 21.07.1997 № 116-ФЗ.
36. Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте. Постановление Правительства РФ 10.03.1999 № 263.
37. 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).
38. Правила охраны недр, утвержденные постановлением Госгортехнадзора от 06.06.2003 № 71.
39. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. М., 1988.
40. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
41. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность: ввод в действие с 01.06.1999. Постановление Госгортехнадзора РФ № 10-13/137 от 11.03.1998.
42. 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.
43. 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.
44. Покрепин, Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для СПО / Б. В. Покрепин. - Волгоград: Ин - Фолио, 2013. - 496 с.
45. 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.
46. Мулявин В.С. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений // Тюмень, ТГНУ, 2020. – 204 с.
47. Nishant Gupta. Overview of O'rmen Lange Project. Shell Exploration & Production. NTNU, November 22, 2010.
48. Дмитриевский А.Н., Кульпин Л.Г., Максимов В.М. Риски и безопасность природно-техногенных объектов морской добычи на шельфе Арктики. Нефтяное хозяйство, № 6, с. 62-67, 2008.
49. Захаров Е.В. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоности шельфа морей России. М., Недра, с. 180, 2011.
50. Кульпин Л.Г. Использование гидродинамических методов исследования при разработке морских месторождений нефти и газа. В кн.: Морская стратегия России и приоритеты развития Арктики. Мурманск-Апатиты, с. 127-131, 2012.
51. Кульпин Л.Г., Пронюшкина С.М. Оценка просадки дна при разработке Мурманского морского газового месторождения. Oil and Gas Journal, № 8, с. 66-69, 2013.
52. Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашук В.Ф. О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых. Советская геология, № 7, с. 109-117, 1983.
53. Чернов А.Н., Кирик М.С. Разработки ОАО "Гипроспецгаз" для освоения российского шельфа. Газовая промышленность, № 5, 2013.

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/255813>