

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/magisterskaya-rabota/7691>

Тип работы: Магистерская работа

Предмет: Нефтегазовое дело

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ 4

1.1 Особенности геологических условий месторождения ООО «РН Пурнефтегаз» 6

1.2. Технологические решения, направленные на оптимизацию процесса бурения скважин 12

1.3. Методы и средства исследования и оптимизации процессов бурения 27

1.4. Выводы по главе 1 39

2. Анализ методик оптимизации режимов бурения и опыта их применения при оперативном управлении бурением 40

2.1. Основные принципы информационного обеспечения процесса бурения 40

2.2. Метод подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий в условиях ме-сторождений ООО «РН Пурнефтегаз» 48

3. Совершенствование каротажа и роторно-управляемых систем в процессах бурения скважин 57

3.1. Виды каротажа и роторно-управляемых систем бурения 57

3.2. Применение каротажа и роторно-управляемых систем во время бурения 72

4. Техничко-экономическое обоснование оптимизированного процесса бурения за счет приме-нения буровых растворов 80

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 97

Бурение скважин на нефть и газ является самым дорогостоящим процессом из всего объема ра-бот, связанных с разведкой, добычей и транспортом этих полезных ископаемых. Поэтому опти-мизация процессов бурения, является главным звеном в минимуме затрат добычи ресурсов. Применение автоматического управления позволит повысить производительность бурового станка, увеличить срок безаварийной работы установки, стойкость породоразрушающего ин-струмента и тем самым - снизить стоимость проходки одного метра скважины. 97

Факторы, влияющие на процесс бурения, решается на основе математической модели, реализо-ванной в виде программного комплекса. Внедрение методики оптимизации режимов бурения на основе математического моделирования в настоящее время является недостаточная разра-ботанность информационного обеспечения. 97

Список использованных источников 99

ВВЕДЕНИЕ

Процесс оптимизации положен в основу творческой инженерной, в том числе изобретательской, деятельности, и позволяет повышать качество функционирования уже существующих технических систем, совершенствовать технологию производства, создавать и проектировать новые, более функциональные и эффективные технические системы. Но процесс оптимизации охватывает не только технологические процессы и технические объекты, оптимизации могут быть подвергнуты и организационные процессы, решения в экономике и др. Таким образом, процесс оптимизации характеризуется признаками системного подхода и представляет собой процесс непрерывного и всестороннего совершенствования любой производственной системы.

Оптимизация процессов бурения является неотъемлемой частью в повышении эффективности бурения и качества бурения. Оптимизация — модификация (изменение, совершенствование) системы для улучшения её эффективности. Задача оптимизации процесса заключается в определении технологических параметров при бурении и повышении его эффективности.

В решении проблем оптимизации процессов бурения учитывая практику и опыт различных стран, показывает, что наиболее эффективным путем её решения является скорость вращения, применение новых усовершенствованных механических средств.

Оптимизация режима бурения и оперативное управление забойным гидродвигателем невозможны без соответствующего математического моделирования процесса углубления ствола скважины. Для минимизации затрат на бурение при оптимизации режимов бурения необходим выбор сочетания нагрузки

на долото и скорость его вращения. Оптимизация режимов бурения решается при проектировании режимов и в процессе бурения. Качество бурения, освоение скважин влияет на величину дебитов нефти и конечной нефтеотдачи пластов. Бурение низкого качества проявляется от значительного отклонения забоев скважины, от их проектного местоположения, намного превосходящее допустимые отклонения. Процессы бурения скважин определяются её продуктивностью, то есть количеством жидкости, которое добывается и доставляется поставщику.

Оптимизация процессов бурения и горнопроходческих работ это решение отдельных научно-технических проблем, связанных с теоретическим поиском зависимостей между параметрами режима бурения или проходки горной выработки. Оптимальными темпами (наивысшие), затратами (наименьшие), качеством (высокое) работ и в конечном счете с практической реализацией установленных оптимальных зависимостей при выполнении буровых и горнопроходческих работ.

Цель работы – Оптимизация процессов бурения на месторождениях ООО «РН Пурнефтегаз».

Задачи исследований:

- анализ существующих методик совершенствования и оптимизации режимов бурения;
- анализ методик оптимизации режимов бурения и опыта их применения при оперативном управлении бурением;
- совершенствование процессов каротажа и роторно-управляемых систем как средство оптимизации бурения скважин.

Объект исследований – роторный режим бурения.

Научная новизна исследований заключается в методике совершенствования и оптимизации процессов бурения.

Глава 1. Анализ существующих методик совершенствования и оптимизации режимов бурения

1.1 Особенности геологических условий месторождения ООО «РН Пурнефтегаз»

Возможной особенностью геологических условий месторождений ООО «РН Пурнефтегаз» является прирост ресурсной базы страны. На добычу углеводородов в Ямало-Ненецком автономном округе оказывает решающее значение погодный фактор.

Ямало-Ненецкий автономный округ расположен в центральной части Российской Федерации, на севере Западно-Сибирской равнины, в нижнем течении одной из крупнейших рек мира - Оби. Почти половина территории округа находится за Полярным кругом. Столица округа - город Салехард - расположен на самом Полярном круге. Западной границей округа являются хребты Полярного Урала, восточная часть округа граничит с Норильским промышленным районом Красноярского края, южная часть с Ханты-Мансийским автономным округом, северную часть омывают воды морей Северного Ледовитого океана – Карского.

По поисково-разведочным работам первое месторождение углеводородов, нефтегазоконденсатное, (где нефти больше чем газа) открытое в 1964 г, является месторождение Новопортовское [1]. С открытием новых месторождений увеличиваются запасы углеводородов. Сейчас Ямало-Ненецкий автономный округ является главным районом газодобычи и крупнейшим нефтедобывающим регионом России. По ресурсам и запасам углеводородного сырья Ямало-Ненецкий автономный округ является богатейшим и уникальным регионом мира. Ресурсный потенциал округа составляет более 90 млрд т.у.т. по газу, около 16 млрд т.у.т. по нефти и порядка 6.0 млрд т.у.т. по конденсату (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Характеристика запасов УВС по ЯНАО

Поисковыми и разведочными скважинами в полной степени вскрыты месторождения породами мелового возраста. Юрская толща на разной глубине (в основном кровельные горизонты Ю2-Ю3) вскрыта на большой площади.

В геологическом строении месторождениях ООО «РН Пурнефтегаз» принимают участие породы от палеозойского до четвертичного возраста, образующие два мегакомплекса отложений: домезозойский преимущественно метаморфический (осадочно-метаморфический) и мезозойско- кайнозойский осадочный (плитный).

Домезозойский (доюрский) мегакомплекс объединяет отложения складчатого фундамента и промежуточного структурного этажа. Промежуточный структурный этаж вскрыт породами палеозойского возраста. В разрезе палеозойских отложений выделены три литостратиграфических комплекса пород: зеленосланцевый, метапесчаниковый и карбонатный, каждый из которых раздроблен разноориентированными системами разломов, по которым соприкасаются сравнительно небольшие по площади геоблоки различного возраста и вещественного состава.

Зеленосланцевый комплекс – литотипы комплекса представлены сланцами, светло – зеленовато - серыми, темно - серыми до черного, сильнодислоцированными, с углами падения слоев по керну 45-50,

трещиноватыми. Состав сланцев разнообразен и определяется по преобладающим эпигенетическим минералам (эпидот – хлорит – кварцевый, кварц – серицит – хлоритовый, карбонатно-хлоритовый). Метапесчаниковый комплекс представлен метаморфизованными полимиктовыми и полевошпатовыми – кварцевыми песчаниками и алевролитами, буровато-серыми, с подчиненными прослойками и линзочками аргиллитов и пелитоморфных известняков. В составе полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов преобладают мелкокристаллический кварц и минералы преобразования полевых шпатов – каолинит, гидрослюда. Подчиненное количество гидроокислов железа, кальцита, сидерита и лейкоксена дополняют облик измененной породы. Возраст отложений зеленосланцевого и метапесчаникового комплекса ордовикско-силурийский.

Мезозойско-кайнозойский комплекс объединяет отложения платформенного чехла от триасового до четвертичного возраста. Породы триасового комплекса сложены континентальными глинисто-песчаными образованиями тампейской серии. Породы представлены глинистыми мергелями, обогащенным тонкодисперсным органическим веществом (ОВ), карбонатно-глинистыми полосчатыми (также богатыми органикой) породами флишоидного типа и оливин – пироксеновыми долерито-базальтами. Мергели имеют темно-серый до черного цвет, массивную текстуру. Порода очень хрупкая, часто с раковистым изломом. По минеральному составу мергели известковистые, доломит присутствует в очень малых количествах. Нетипичный для мергелей темный цвет породы обусловлен наличием большого количества тонкодисперсного органического вещества (ОВ), а повышенная твердость и плотность проявленным на месторождениях региональным метаморфизмом.

Отложения юрского возраста со стратиграфическим (при отсутствии триаса) и угловым несогласием залегают на породах палеозоя и развиты в пределах Ямала повсеместно.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами. Отложения нижнего отдела (неоком низы – апта) отнесены к зареченскому надгоризонту представленному ахской и танопчинской (нижняя часть) свитами. Система сложена песчаниками с участием алевролитов и глин. Песчаники светло – серые, мелкозернистые, полевошпатовкварцевые, от рыхлых на глинистом цементе до крепких на известковистом цементе. Алевролиты серые и светло-серые, рыхлые, слюдистые, аркозовые. Глины серые, темно – серые, песчаные и алевритистые, слюдистые.

Палеогеновая система представлена палеоценовым и эоценовым отделами. Система сложена глинами. Четвертичная система представлена морскими и ледниково-морскими песками, алевритами, суглинками, супесями и глинами с включениями растительных остатков и обломков морской макрофауны, гравием, галькой и валунами с оснований.

Взаимопроникновение глубинной тектоники и литологии выражается в том, что разновременно – разнонаправленные тектонические движения земной коры (фундамента бассейнов седиментации) контролируют масштабы и особенности осадконакопления и часто литологический состав сформировавшихся осадочных тел.

Западно-Сибирская плита характеризуется наиболее «спокойным» тектоническим строением: разноранговые пликативные формы в объеме ее осадочного мезозойско-кайнозойского чехла характеризуются пологим рельефом с малыми углами наклона, дизъюнктивная нарушенность чехла в целом имеет мало интенсивный характер.

Как известно, продуктивная толща сеномана характеризуется сложным литолого-фациальным строением, что приводит к затруднениям при изучении строения сеноманских залежей, широко развитых на севере Западной Сибири. На большей территории Западно-Сибирской плиты сеноманские отложения формировались в континентальных условиях, и лишь накопление самой верхней части разреза связано с прибрежно-морскими условиями.

Осадочный чехол представлен сеноманским, апт-альбским, неокомским и верхнеюрским газо- и нефтеносными комплексами. Особенностью геологического строения осадочного чехла Западной Сибири является наличие в нем пластов каменной соли, что оказывает влияние на ниже залегающие нефтегазоносные пласты. В результате такого «соседства» минерализация пластовых вод достигает очень высоких значений (до 400 г/л и более), а в поровом пространстве пластов наблюдаются переотложения солей.

Эти залежи приурочены к ловушкам антиклинального типа. Особенностью геологического строения округа, отличающими его от южной и восточной областей провинции является повышенная глинистость всего разреза осадочного чехла, аномально высокая угленасыщенность нижнего мела; высокая интенсивность пликативной и дизъюнктивной тектоники по апт – неокомской и юрской продуктивной толщ; исключительная (по апту, альбу, сеноману и низам юры) и преимущественная (средняя юра – неоком)

газоносность области; повышенная и высокая геотермическая и барофлюидальная напряженность осадочных толщ неокома и юры на глубинах более 3.0 км.

Отложения неокомского нефтегазоносного комплекса представлены преимущественно морскими песчано-алевритно-глинистыми породами. В нижней части комплекс сложен в основном глинистыми породами с редкими песчано-алевритовыми пластами, а в верхней части – ритмичным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Вверх по разрезу происходит улучшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. В отложениях преобладают залежи с эффективными нефтегазонасыщенными толщами до 5 м.

Нефть и газ аккумулируются в трещинах, порах и пустотах горных пород. Промышленные залежи углеводородов мезозойского нефтегазоносного бассейна приурочены к юрско-меловым отложениям, состоящим из чередующихся слоёв глин, песков и алевритов. Эти песчано-глинистые отложения образуют геологические структуры – своды, валы, в которых и размещаются нефтегазоносные залежи. Мощность верхнеюрских и меловых осадочных толщ постепенно увеличивается от южных районов округа к северным. Так как в северной части выражен антиклинальный перегиб. В этом же направлении растёт количество углеводородов, заключённых в недрах. Песчаники, пески, известняки, конгломераты являются коллекторами и характеризуются проницаемостью, то есть способностью пропускать через себя флюиды. Осадочные горные породы (исключая карбонатные) состоят из зерен отдельных минералов различной величины, сцементированных в той или иной степени глинистыми, известковистыми и другими веществами. Химический состав пород нефтяных и газовых месторождений характеризуется большим разнообразием компонентов.

Вулканотектонические депрессии, выполненные эффузивными и интрузивными траппами пермо - триасового возраста, вскрыты скважинами на юго-востоке ЯНАО. На севере Западной Сибири фундамент представлен глинистыми и кремнистыми сланцами, базальтами либо известняками разной степени метаморфизма. Основными поисковыми объектами при этом являются коры выветривания пород фундамента, зоны трещиноватости и разуплотнения. На западе территории ЯНАО, в районе Ярудейского вала, нефтегазоносность связана с пластами, залегающими ниже аналогов тогурской пачки. В этом районе распространение залежей в нижней юре предполагается в меридиональной зоне, которая протягивается полосой от Ярудейской до Краснотенинской структуры. Это связано с тем, что коллекторы, в которых находят нефть и газ образуют ловушки различной формы, удобные для накопления флюидов. Физические параметры пласта (расположение газа, нефти, воды, температура, давление), равно и как напряженное состояние горных пород, до вскрытия скважиной месторождения находятся в установившемся в течение геологического возраста состоянии. Установившиеся условия при разбуривании месторождения и началом эксплуатации скважин, нарушаются. В этот период изменяются свойства пластовых флюидов, и в результате движений происходит их перераспределение в пористой среде. В коллекторах флюиды располагаются в соответствии с их плотностями – в верхней части газ, ниже нефть, затем вода, - однако часто вода все-таки остается в нефтяной и газовой частях пласта.

Разведка новых объектов позволяет изменить структуру ресурсной базы в сторону долгосрочного обеспечения ресурсами углеводородного сырья с целью стабилизации уровней добычи нефти и газа. По данным разведки ресурсов углеводородного сырья ЯНАО можно сделать вывод, что необходимо увеличить поиски сырья в юго-западной и юго-восточной части отложений нижней юры. Эти участки связаны с погребенными антиклинальными поднятиями, в которых и залегают углеводороды. Особенностью газовой и нефтяной промышленности в Западной Сибири по сравнению с другими добывающими производствами является то, что объекты занимают большие площади и являются единственными источниками воздействия на природную среду. Комплексное воздействие на все компоненты геосистем в этом районе, является главной особенностью газо и нефтедобывающих объектов. Для улучшения добычи необходимо углубленно изучить геолого-физическую характеристику месторождения

1.2. Технологические решения, направленные на оптимизацию процесса бурения скважин

Для изучения свойства горных пород, добычи жидких, газообразных и твердых полезных ископаемых необходимо пробурить скважину. Бурение это технологический процесс разрушения горных пород на забое, осуществляется в земной коре. Так при строительстве скважин в условиях севера необходимо обратить внимание на природно-климатические условия, которые характеризуются пониженными температурами, сильными пронизывающими ветрами и труднодоступностью большинства районов бурения. Не одно бурение не проходит без соблюдения требований экологической безопасности создаваемых и

применяемых технологий. Поэтому на стадии проектирования должны предусматриваться с учетом современного состояния техники и технологии буровых работ мероприятия и экспертиза, обеспечивающие наименьшее отрицательное воздействие на окружающую среду и недра. Ранее на территории Западной Сибири применялось кустовое бурение, что создавало большие трудности при бурении скважин. Учитывая во внимание эти условия, были применены новые технологии, методы наклонного бурения, которые увеличили производительность работы в процессе бурения. Оптимизацию процессов бурения на месторождениях ООО «РН Пурнефтегаз» можно осуществить:

Список использованных источников

1. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.- 352 с.
2. Аппаратура компенсированного нейтронного каротажа для исследования на кабеле нефтяных и газовых скважин: приборный ряд, интерпретационно-методическое и программное обеспечение / В.А. Велжанин, А.П. Глебов, Ф.Х. Еникеева, В.Г. Черменский и др. // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 93. С.49-58.
3. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т.– Пермь, 2004. – 122 с.
4. Долицкий В. А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин / В. А. Долицкий. – М.: Недра, 1966. – 387 с
5. Дьяконов Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник для вузов / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
6. Дьяконова Т. Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин / Т. Ф. Дьяконова. – М.: Недра, 1991. – 220 с.
7. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
8. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1995. – 422 с.
9. Иванова М. М. Нефтегазопромысловая геология: учебник для вузов / М. М. Иванова, И. П. Чоловский, Ю. И. Брагин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
10. История геологии. – М.: Наука, 1973. – 387 с.
11. Итенберг С. С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С. С. Итенберг, Г. А. Шнурман. – М.: Недра, 1984. – 256 с.
12. Капелюшников М. А. Физическое состояние нефти газа и воды в условиях нефтяного пласта / М. А. Капелюшников, Т. П. Жузе, С. Л. Закс. – Изв. АН СССР, отд. тех. наук. – 1952. – № 11. – С. 1700-1710.
13. Козлов А. Л. О закономерностях формирования и размещения нефтяных и газовых залежей / А. Л. Козлов. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 157 с.
14. Косков Б. В. Использование данных ГИС для оценки гидродинамических параметров продуктивных пластов / Б. В. Косков // Тезисы межрегиональной молодежной научной конференции. – Ухта, 2002. – С. 17-20.
15. Косков Б. В. Оптимизация информационного обеспечения моделирования нефтяных залежей на основе использования гидродинамических параметров, определенных по данным ГИС / Б. В. Косков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – Вып. 2. – С. 30-33.
16. Косков В. Н. Геофизические исследования скважин (измерения, обработка, интерпретация): учеб. пособие / Б. В. Косков; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2006. – 148 с.
17. Калинин А.Г., Васильев Ю.С., Бронзов А.С. Ориентирование отклоняющихся систем в скважинах. -М.: Гостоптехиздат, 2003.
18. Бурение наклонных и горизонтальных скважин./А.Г.Калинин, Б.А.Никитин, К.М. Солодкий и др.-М.: Недра, 1997.
19. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. – М.:Гостоптехиздат, 1960.
20. Информационное обеспечение процесса бурения Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М., Исмаков Р.А., Хасанов Р.А. УГНТП, Уфа, 2010
21. Бोगоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // Бурение и нефть, 2013. - №3. – С. 3-7. 5. ГОСТ 14169-93 Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин
22. Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И. Нефть, газ, энергия, мир, Россия: состояние и перспективы [Электронный ресурс]//ProАтом. Информационный сайт, 2006

23. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль, 2011
24. Заикин И.П., Панков М.В., Исмаилов Н.А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство, 2009
25. Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть, 2012.
26. Бражников В.А., Кузнецов В.А. Информационные устройства для определения эффективности управления процессом бурения. М., Недра, 1978. 146 с.
27. Башкатов, Д. Н. Планирование эксперимента в разведочном бурении / Д. Н. Башкатов. – М.: Недра, 1985. – 181 с
28. Ганджумян, Р. А. Математическая статистика в разведочном бурении / Р. А. Ганджумян. – М. : Недра, 1990. – 218 с.
29. Еркалов, В. И. Оптимизация процесса бурения методами планирования экспериментов : учеб. пособие / В. И. Еркалов. – Свердловск: Изд-во. Свердл. горн. ин-та, 1987. – 80 с
30. Кардыш, В. Г. Энергоемкость бурения геологоразведочных скважин / В. Г. Кардыш, Б. В. Мурзаков, А. С. Окмянский. – М. : Недра, 1984. – 201 с
31. Козловский, Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения / Е. А. Козловский, Р. Х. Гафиятуллин. – М. : Недра, 1975. – 303 с
32. Нескоромных, В. В. Направленное бурение и основы кернометрии: учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Изд-во. СФУ, 2012. – 324 с.
33. Нескоромных, В. В. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые : учеб. пособие / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Изд-во. СФУ, 2012. – 294 с
34. . А.В. Стрекалов, И.Н. Батищев. Теоретические аспекты автоматического управления гидравлическими параметрами гидросистем сложной структуры. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции: «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири», Том 1. 2005, с.137-144
35. М.Ю. Савастьян, А.В. Стрекалов, И.П. Пуртова. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин. М., ВНИИОЭНГ «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 6/2007, с. 34-36
36. Стрекалов А.В., Е.Н. Шевелев. Методы построения геологических моделей на основе интерполяции геофизических данных. Сборник научных трудов региональной научно-практической конференции, посвященной 50-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Вып. 2: «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири». 2006, с. 142-163
37. Абдуллин Ф.С., Тарко Я.Б. Влияние трещиноватости продуктивных пластов на заводнение месторождения Узень // Нефтяное хозяйство, № 8, 1980, с. 39-43.
38. Абрамов Ю.С. О пространственном движении границы раздела двух весо-вязких жидкостей в пористой среде // Изв. АН СССР, МЖГ, № 6, 1967, с. 176-180
39. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. — Изд. Недра, 1982. — 407 с.
40. Алексеев Ю.К. Метод уточнения параметров математической модели нефтепродуктивного пласта // НТС ВНИИнефть, вып. 40, изд. Недра, 1971
41. Алифанов О.М., Артюхин Е.А., Румянцев С. В. Экстремальные методы решения некорректных задач. — М.: Наука, — 288 с
42. Амелин И.Д. Особенности разработки нефтегазовых залежей. — М.-Л.: Недра, 1978.
43. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. — М.: Недра, 1975. — 230 с
44. Базив В.Ф., Закиров С.Н. Некоторые проблемы разработки многопластовых месторождений // Нефт. хоз., № 11, 2002, с. 58-60
45. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — Изд. Недра, 1984. — 207 с.
46. Басниев К.С, Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. — Москва-Ижевск, 2005. — 544 с.
47. Басниев К.С, Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. — М.: Недра, 1993. — 415 с.
48. Басниев К.С., Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Садовников Р.В., Гайнетдинов Р.Р. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин // Газовая промышленность, № 3, 2001, с. 41-42.

49. Берщанский Л.М., Кулибанов В.Н., Мееров М.В., Першин О.Ю. Управление разработкой нефтяных месторождений. — Изд. Недра, 1983. — 309 с.
50. Боксерман А.А., Желтов Ю.П., Кочешков А.А. О движении несмешивающихся жидкостей в трещиновато-пористой среде // ДАН СССР, т. 155, № 6, 1964, с. 1282-1285. 658
51. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. — Изд. ВНИИОЭНГ, 2000. — 251 с.
52. Брадулина О.В., Закиров Э.С., Мамедов Т.М. Глубинное зондирование в анизотропных коллекторах с целью построения 3D модели пласта. Первая международная науч. конф. Неф-теотдача — 2003. 19-23 мая 2003, Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.
53. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме филь-трации. — М.: Недра, 1964. — 270 с. 185. Булыгин В.Я. Гидродинамика нефтяного пласта. — М.: Недра, 1974. —230 с.
54. Дияшев Р.Н., Рамазанов Р.Г., Закиров И.С. Исследование совместной и раздельной разра-ботки многопластовых нефтяных месторождений // Наука и технология углеводородов, № 3, 2002, с. 47-54
55. Ентов В.М., Бернадинер М.Г. Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидко-стей. — Изд. Недра, 1975. — 200 с.
56. Ентов В.М., Туревская Ф.Д. Гидродинамическое моделирование разработки неоднород-ных нефтяных пластов // Изв. РАН, МЖГ, № 6, 1995, с. 87-94.
57. Закиров И.С. Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторожде-ния // Геология нефти и газа, № 11, 1997, с. 43-48. 659
58. Закиров С.Н. О коэффициенте извлечения нефти и относительных фазовых проницаемо-стях // Нефтяное хозяйство, № 6, 2005, с. 97-99.
59. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новое видение проблем 3D моделирования месторождений нефти и газа. / Труды IV Международного технологического симпозиума «Но-вые технологии разработки и повышения нефтеотдачи». Москва, 15-17 марта, 2005.
60. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Новый подход к исследованию скважин и пластов // Нефт. хоз., № 6, 2002, с. 113.
61. Закиров С.Н., Коршунова Л.Г., Нанивский Е.М. Решение двумерной обратной задачи тео-рии разработки газовых месторождений. / Сб. Разр. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГа-зпром, № 12, 1975.
62. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М., Юфин П.А. Многомерная и много-компонентная фильтрация. — Изд. Недра, 1988.—335 с.
63. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирова-ния разработки месторождений нефти и газа. — М: изд. Дом «Грааль», 2001. 302 с.
64. Закиров Э.С., Закиров И.С. Идентификация коллекторских свойств пласта и фазовых про-ницаемостей по данным разработки нефтяной залежи. / Тр. Международной конференции «Ин-тенсификация добычи нефти и газа», Москва, 26-28 марта 2003.
65. Ибатуллин Р.Р., Шавалиев А.М., Ахметов Н.З. Применение нестационарного заводнения на нефтяных месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство, № 8, 2003, с. 54-57.
66. Ильин В.А., Садовничий В.А., Сендов Бл.Х. Математический анализ. Начальный курс. — М.: Изд-во МГУ, 1985. — 662 с.
67. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разра-ботки месторождений углеводородов. — Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследова-ний, 2004.— 140 с
68. Корчагин П.Н., Корчагин Д.Н., Охотников А.Б., Тарасов О.П., Маслов В.В., Солижонов С.О. Оптимизация гидравлики бурения глубоких скважин при бурении долотами типа PDC // Бурение и нефть. 2012. №3. С. 52 - 57
69. Нифантов В.И. Разработка методов вскрытия продуктивных пластов при строительстве и ре-монте газовых скважин в осложнённых горно-геологических условиях. Дисс. докт. техн. наук – Ставрополь, 2001. – 400с.

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/magisterskaya-rabota/7691>