

М.И. Курбанбаев, Б.Т. Муллаев

**ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ  
И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,  
ОСЛОЖНЕННЫХ ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ  
ПАРАФИНОАСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ ВЕ-  
ЩЕСТВ И СУЛЬФАТРЕДУКЦИЕЙ**



*Славным нефтяникам Казахстана  
посвящается!*

**М.И. Курбанбаев, Б.Т. Муллаев**

**Проблемы разработки и эксплуатации месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией**

**ББК 553.9**  
**УДК 26.343**  
**К 93**

**Рецензенты**

**Жданов С.А.** - доктор технических наук, профессор.

**Герштанский О.С.** - доктор технических наук, профессор.

**М.И. Курбанбаев, Б.Т. Муллаев**

**«Проблемы разработки и эксплуатации месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией»**

549 стр.

**ISBN 978-601-286-045-0**

Монография посвящена проблемам разработки и эксплуатации месторождений, осложненных содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией.

В Монографии освещены вопросы геологической изученности продуктивных пластов нефтегазовых месторождений Мангышлака: Узень, Карамандыбас, Жетыбай, Каламкас, приведены физико-химические свойства и особенности насыщающих их флюидов (жидких и газообразных углеводородов, пластовой воды); дана краткая характеристика методам воздействия на продуктивные залежи месторождений, находящиеся в поздней стадии разработки; изложены применяющиеся технологии регулирования фильтрационных потоков в пласте, проанализированы промысловые и лабораторные методы исследования этих процессов; дана оценка эффективности применения на месторождениях различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), вызывающих в отрасли повышенный интерес: индивидуальным системам повышенного давления (ИСПД); потокоотклоняющим технологиям (ПТ); водогазовому воздействию (ВГВ); горизонтальным технологиям (ГТ); таким методам воздействия на призабойную зону пласта, как солянокислотные обработки (СКО), гидроразрыв пласта (ГРП), ремонтно-изоляционные работы (РИР) и др. Изложены подходы к анализу состояния разработки месторождений, к оценке эффективности проводимых на месторождениях различных МУН, определению критериев их применимости в различных геолого-промысловых условиях. Предложены принципиально новые способы проектирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пласт (ПНП): потокоотклоняющих технологий (ПТ); водогазового воздействия (ВГВ); впервые обоснована возможность в определенных геолого-промысловых условиях осуществления разработки продуктивных пластов нефтегазовых месторождений при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом; разработаны технологии получения альтернативных рабочих агентов, возможных к использованию в качестве агентов вытеснения при разработке нефтегазовых месторождений (воздуха, обогащенного азотом, углеводородного газа, очищенного от кислых и др.).

Особый интерес представляет изложенные в Монографии процессы сульфатредукции в продуктивных пластах, определены их причины и выявлены осложняющие последствия. Предложены низкзатратные способы очистки попутно добываемых углеводородных газов и сточных вод от сероводорода и избыточного содержания нефтепродуктов.

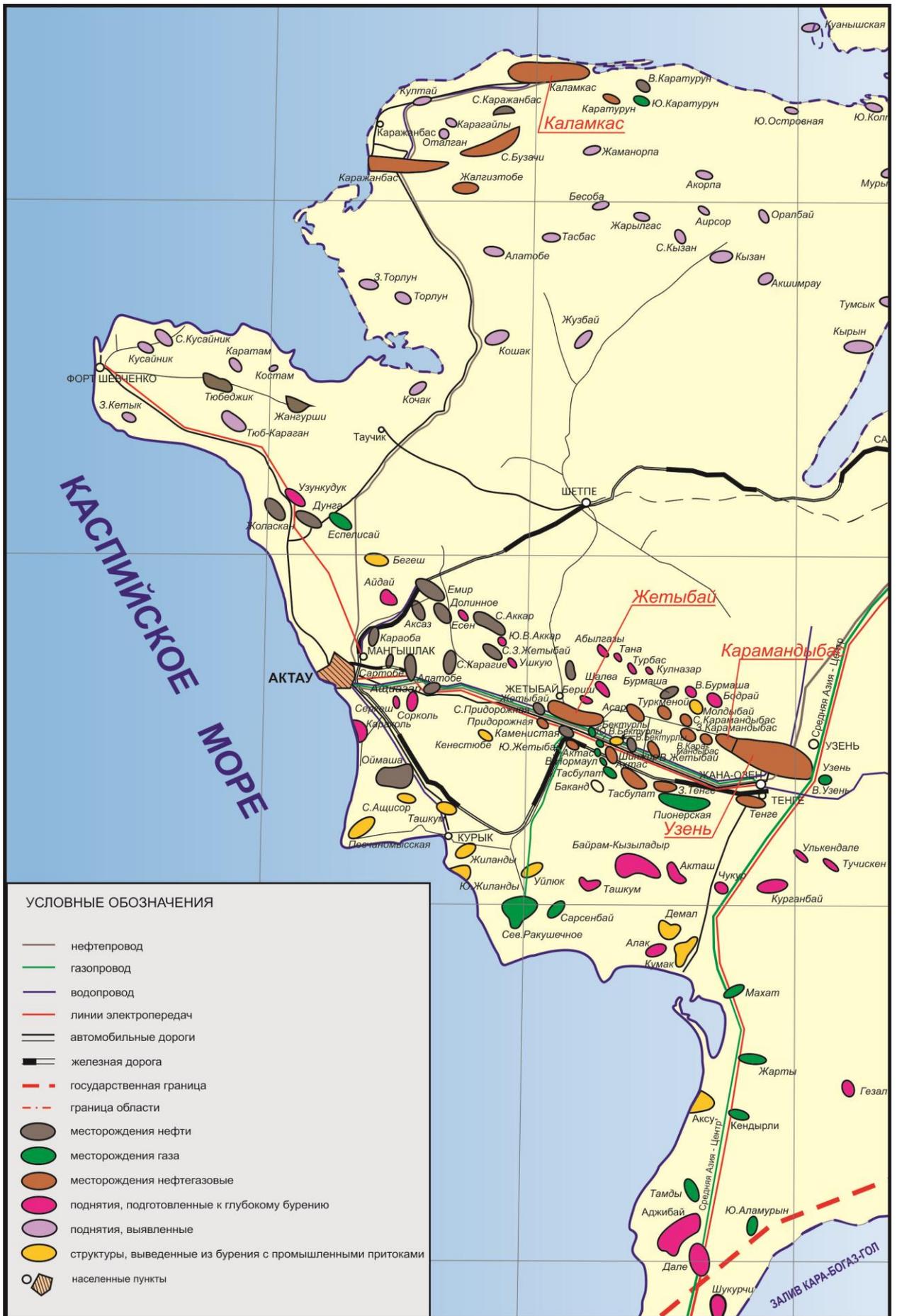
На основании теоретических исследований и широкого промыслового опыта разработаны принципиально новые способы проектирования обустройства месторождений высокопарафинистой застывающей нефти на суше и на этой основе предложены способы проектирования обустройства нефтегазовых и газовых месторождений на морском шельфе.

Разработанные технические решения защищены инновационными Патентами РК.

Монография рассчитана на широкий круг научных работников, производственников, магистрантов, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли.

**ISBN 978-601-286-045-0**

**© Курбанбаев М.И., Муллаев Б.Т.**



Обзорная карта Мангышлакского региона РК



**Рецензия**  
**на монографию М.И. Курбанбаева и Б.Т. Муллаева**  
**«Проблемы разработки и эксплуатации месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией»**

Нефтегазодобывающая отрасль Республики Казахстан за короткую, но яркую историю своего развития накопила огромный практический опыт и научный потенциал, обеспечивающий ее интенсивное поступательное развитие.

Однако невосполнимость ресурсов нефтегазодобывающей отрасли требует вести широкий интенсивный поиск способов успешного решения этой проблемы.

Мировая общественность, осознавая невосполнимость ресурсов нефтегазодобывающей отрасли, ведет активный поиск альтернативных способов решений энергетических проблем, и эти задачи ни в коей мере не снимаются с повестки дня.

Но и в нефтегазодобывающей отрасли, несмотря на наличие сложных проблем, имеются неисчерпаемые возможности, успешность реализации которых способна обеспечить дальнейшее поступательное развитие нашей страны.

Монография, предложенная читателям, направлена на содействие успешному развитию технического прогресса в нефтегазодобывающей отрасли. В ней авторы, базируясь на мировых достижениях отраслевой науки, развивают направления, обеспечивающие повышение эффективности разработки и промышленного обустройства нефтегазовых месторождений на суше и на морском шельфе.

В первых двух главах монографии отражены классические представления о строении продуктивных коллекторов и насыщающих их флюидов, о сложившихся принципиальных подходах к совершенствованию разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений, изложен аспекты мирового опыта создания методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и приведена оценка эффективности их применения на месторождениях.

В последующих главах освещены вопросы состояния геологической изученности продуктивных пластов нефтегазовых месторождений Мангышлака: Узень, Карамандыбас, Жетыбай, Каламкас, приведены физико-химические свойства и особенности насыщающих их флюидов (жидких и газообразных углеводородов, воды), дана краткая характеристика методам воздействия на залежи, находящиеся на поздней стадии разработки, значительное место отведено изложению результатам внедрения некоторых перспективных методов увеличения нефтеотдачи пласта (МУН), промышленному обустройству.

Опираясь на достижения выдающихся исследователей в этой области, авторами предложены принципиально новые подходы к оптимизации некоторых процессов повышения нефтеотдачи пласта, к методам проектирования и оптимизации промышленного обустройства нефтегазовых месторождений на суше и на морском шельфе, сопровождаемые разработанными алгоритмами с численными примерами, делающими возможным их компьютерное программное обеспечение.

Монография рассчитана на широкий круг научных работников, производственников, магистрантов, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли.

**Рецензент**

**Д.т.н., профессор**  
**ОАО «ВНИИнефть имени В.П. Крылова»**

**С.А. Жданов**



**Рецензия**  
**на монографию М.И. Курбанбаева и Б.Т. Муллаева**  
**«Проблемы разработки и эксплуатации месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией»**

Перед *нефтегазодобывающей промышленностью страны* стоят большие и ответственные задачи по изысканию новых, более эффективных методов поиска нефти и газа, совершенствования разработки нефтегазовых месторождений, повышения степени извлечения нефти, газа и конденсата из недр. Наиболее актуально решение этих задач на нефтегазовых месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией. Успешность решения этих неординарных проблем существенно зависит от глубоких знаний особенностей геологического строения залежей, физико-химических особенностей и энергетических возможностей продуктивных пластов, при непременном активном поиске новых идей, методов, технологий, оборудования, программ и др.

Рецензируемая монография направлена на содействие успешному решению сложных проблем повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений, находящихся на поздней стадии разработки и осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией.

В первых 2-х главах монографии кратко изложены физико-химические свойства и особенности пластовых флюидов (жидких и газообразных УВ, воды), некоторые вопросы нефтепромысловой геологии, перспективные направления воздействия на пласт и призабойную зону скважин, на реализацию горизонтальных технологий.

В последующих главах освещены вопросы состояния геологической изученности продуктивных пластов основных нефтегазовых месторождений Мангышлака: Узень, Карамандыбас, Жетыбай, Каламкас, приведены физико-химические свойства и особенности насыщающих их флюидов, дана краткая характеристика применяющимся и рекомендуемым к применению на месторождениях методам увеличения нефтеотдачи: индивидуальным системам повышенного давления, водогазовому воздействию, потокоотклоняющим технологиям, горизонтальным технологиям, таким методам воздействия на призабойную зону пласта, как кислотные обработки, гидроразрыв пласта и др.

Наибольшую новизну представляет последняя восьмая глава монографии. В ней изложены разработанные в последние годы авторами совместно с коллегами оригинальные технические решения, направленные на совершенствование технологических процессов в нефтегазодобычи и защищенные Патентами РК. Одни из них внедрены, другие находятся на стадии подготовки к опытно-промышленному испытанию, третьи - в рабочем обсуждении, все они охватывают различные сферы нефтегазодобычи и представляют практический интерес.

Методы совершенствования проектирования и оптимизации разработки и промышленного обустройства нефтегазовых месторождений на суше и на морском шельфе сопровождаются алгоритмами с численными примерами, что обеспечивает их программное пользование.

Монография представляет большой теоретический и практический интерес, рекомендуется для широкого круга научных работников, производственников, магистрантов, студентов высших учебных заведений нефтегазодобывающей отрасли.

**Рецензент**

**Генеральный директор АО «НИПИ Нефтегаз»**  
**Д.т.н., профессор**

**О.С. Герштанский**



## Введение



Нефть известна человечеству с глубокой древности. В течение тысячелетий, вплоть до середины XIX века, технология добычи нефти практически не изменялась. Районы добычи ограничивались местами, где нефть в незначительных объемах сама просачивалась сквозь землю или всплывала на поверхность водоемов.

Одним из первых мест, в котором по некоторым историческим данным ещё в XV веке впервые была обнаружена нефть, являлась Ухта. [1] Но только в 1745 г. житель города Архангела - Прядунов Фёдор Савельевич основал первое производство по добыче нефти. Ещё целый век добыча нефти была весьма убыточной из-за очень узкой сферы её применения. Но в 1853 г. с изобретением керосиновой лампы спрос на нефть резко возрос.

Промышленная добыча нефти в США началась в 1859 г., когда американцем Дрейком в штате Пенсильвания была бурена скважина с целью получения нефти из недр. С тех пор США длительное время удерживали мировое господство над объемами добычи нефти. В 1898 г. первое место в мире по добыче нефти перешло России. Впервые разведочные работы с применением ручных буровых станков на Эмбе были организованы в 1892 г. С. Н. Никитиным, в 1899 г. на первом разрабатываемом в Казахстане месторождении Карашунгул был получен первый нефтяной фонтан, с которого и началась история казахстанской нефти. Затем главным районом крупных нефтяных запасов стал Кавказ. Многим позже первенство в объемах добычи нефти перешло странам Ближнего Востока.

Некоторые эксперты высказывают неблагоприятные прогнозы о запасах нефти в недрах Земли, которых должно хватить лишь на ближайшие несколько десятилетий. Другие эксперты небезосновательно сходятся во мнении, что столь короткий срок неверен. Ведь при этом не учтены те запасы нефти, месторождения которых ещё не разведаны и не подсчитаны объёмы содержащейся в них нефти. И чем выше будет спрос на нефть, тем быстрее и активнее будет происходить разведка и разработка новых месторождений.

Казахстан является одним из крупнейших производителей нефти в мире и в долгосрочной перспективе намерен обеспечивать увеличение объёмов добычи нефти.

Следовательно, можно надеяться, что реальных запасов нефти хватит до тех пор, пока в мире не будут развиты альтернативные способы получения топлива и энергии.

Известно, что в условиях рыночной экономики альтернативные способы получения топлива и энергии могут получить свое развитие на конкурентной основе. Известно также и то, что на современном этапе большинство нефтяных месторождений находятся в длительной разработке, эксплуатация их добычных комплексов все интенсивнее подвергается различным осложняющим факторам, преодоление которых сопровождается неуклонным ростом производственных затрат. При этом все еще остаются малоэффективными поисковые работы на нефть и газ, крайне низкими показателями характеризуются технологии выработки запасов нефти, большими издержками сопровождаются усилия по преодолению осложнений в добыче, промысловом сборе и товарной подготовке нефти, очистке и утилизации попутного газа. Довольно остро стоит проблема очистки сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты нефтегазовых месторождений все в больших объемах по мере выработки запасов нефти и выхода месторождений на позднюю стадию разработки. А ведь качество закачиваемых вод во многом определяют величину конечного коэффициента извлечения нефти (КИН).

Перед *нефтегазодобывающей отраслью промышленности страны* стоят большие и ответственные задачи. В частности, необходимо усилить работы по изысканию новых, более эффективных методов поиска нефти и газа, совершенствовать разработку нефтегазовых месторождений, значительно повысить степень извлечения нефти, газа и конденсата из недр. Эти задачи решаются, и будут решаться при помощи новых идей, приемов, методов, технологий, оборудования, программ и др. Методам регулирования разработки нефтегазовых месторождений необходимо уделение значительного внимания.

Однако мировая общественность находится в постоянном и успешном поиске альтернативных источников энергии, способных заменить собой традиционные источники энергии, которые при их использовании не выделяют в атмосферу углекислый газ, способствующий росту парникового эффекта и глобальному потеплению. Причина поиска альтернативных источников энергии - потребность получать её из энергии возобновляемых или практически неисчерпаемых природных ресурсов и явлений, достижение высокой экономичности и экологичности.

Поэтому развитие альтернативных способов получения топлива и энергии во многом зависит от того, насколько долго, в условиях неуклонно возрастающих производственных затрат, нефтедобывающая отрасль сможет удерживать свои приоритетные позиции.

И в этой здоровой конкурентной борьбе за энергетические приоритеты роль специалистов нефтяной отрасли имеет решающее значение.





## Классические представления об особенностях и свойствах горных пород и насыщающих их флюидах



Изучением образования и скопления УВ в недрах земли, с целью научно обоснованного прогноза нахождения залежей нефти и газа, выбора рационального комплекса методов их поиска, разведки, подсчета запасов, оптимального режима **относит к прикладному разделу геологии нефти и газа** (нефтегазовая геология). [2]

Геология нефти и газа начала становление как наука в первое десятилетие XX века в связи с появлением и распространением двигателя внутреннего сгорания и на начальном этапе накапливала и обобщала опыт поисковых работ.

Геология нефти и газа занимается изучением вещественного состава углеводородов и вмещающих их пород (геохимия\_нефти и газа), сопутствующих им вод, форм залегания в недрах земли, условий формирования и разрушения, закономерностей пространственно-временного размещения залежей и месторождений нефти и газа, их генезиса. [3]

Разработка нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений заключается в организации эффективной фильтрации флюидов, насыщающих пористую среду, к забоям скважин. В процессе разработки месторождения условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются, что сопровождается изменениями свойств пород и пластовых жидкостей. Поэтому, наряду с изучением свойств пористых сред и насыщающих их флюидов, важно прогнозировать их закономерные изменения, поскольку они определяют продуктивность коллектора, дебиты скважин и, в конечном итоге, эффективность процесса разработки месторождения. [4]

Для современного инженера-нефтяника эффективная реализация процессов разработки месторождений не возможна, без глубоких знаний геологического строения залежей, их физических характеристик (пористость, проницаемость, насыщенность и др.), физико-химических свойства нефти, газа и воды, насыщающих породы, умение правильно обрабатывать и оценивать данные, получаемых при вскрытии пластов и при их последующей эксплуатации. Эти данные необходимы для определения начальных запасов углеводородов в залежах, для объективной оценки процессов, происходящих в пластах на различных стадиях их разработки, для эффективной организации технологий подъема, промыслового сбора и товарной подготовки добываемой продукции, для более полного вытеснения из пласта насыщающих его флюидов.

С целью изучения особенностей горных пород и физико-химические свойства насыщающих их флюидов, проводится комплексное лабораторное исследование керн и забойных проб пластовых флюидов, полученных в процессе бурения, испытания и эксплуатации скважин. С помощью этих исследований определяют глубину и границы залегания продуктивных пластов, характер насыщающих их флюидов (нефть, газ, вода), параметры коллекторов: пористость, глинистость, проницаемость, насыщенность.

Для изучения свойств коллекторов, насыщающих их флюидов, факторов их качественного и количественного изменения в процессе разработки месторождений используется геофизическая аппаратура, лабораторное оборудование, компьютерные технологии.

## 1.1. Особенности и свойства горных пород

Знание особенностей и свойств горных пород необходимо при поисковых и разведочных работах, при строительстве скважин, подсчете запасов углеводородов, разработке месторождений, воздействий на продуктивный пласт, призабойную зону скважин и др.

### 1.1.1. Классификация горных пород и состав породобразующих их материалов

**Горные породы** - природные минеральные агрегаты, слагающие литосферу Земли в виде самостоятельного геологического тела. [4] Традиционно под горной породой подразумевают только твёрдые тела, в широком понимании к горным породам относят также воду, нефть и природные газы. Согласно современным представлениям, горными породами сложены верхняя оболочка планет земной группы, которые по происхождению делятся на три группы: магматические (эффузивные и интрузивные), осадочные и метаморфические, разделение которых не всегда очевидно. Магматические и метаморфические - слагают около 90 % объёма земной коры, однако на области их распространения невелики. Остальные 10 % приходятся на долю осадочных пород, занимающих 75 % земной поверхности.



**эффузивные** (излившиеся) и **интрузивные** (глубинные). К первым относятся гранит, сиенит,

**Рисунок 1.1** - Габбро (итал. *gabbro*) - магматическая интрузивная горная порода. Фотография Mark A. Wilson (Wilson44691). Rock Creek Canyon, eastern Sierra Nevada, California.

**Магматические горные породы** образовались в результате медленного остывания и затвердения магмы в земной коре или на земной поверхности (рис. 1.1).

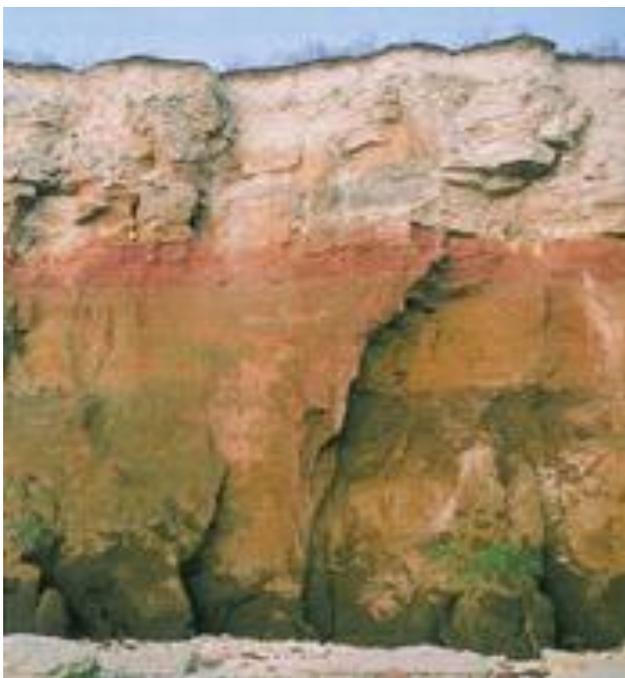
Магматические породы имеют кристаллическое строение, поэтому их часто называют **кристаллическими горными породами**. По происхождению магматические горные породы подразделяются на диорит, габбро; ко вторым – диабаз, андезит, базальт и др.

**Эффузивные** (вулканические) горные породы образуются за счёт излияния вулканических лав на поверхность Земли, или в её недрах в приповерхностных условиях (до 5 км). Наиболее распространённые эффузивные породы - *базальты, диабазы, андезиты и др.*

**Интрузивные породы** образуются при застывании магмы в толще земной коры (от 5 до 40 км) за длительный период, при относительно постоянной температуре и давлении. Наиболее распространённые интрузивные породы - это *граниты, диориты, габбро, сиениты*. Иногда эти породы выходят на поверхность из-за поднятия земной коры.

**Осадочные горные** породы образовались в результате разрушения других пород или из остатков жизнедеятельности организмов: к ним относятся песчаники, сланцы, известняки, торф, лигнит, бурый и каменный угли, антрацит, каменная соль и др. (рис. 1.2).

При бурении нефтяных и газовых скважин наиболее часто встречаются породы, состоя-



щие из следующих минералов: глинистых (каолинита, монтмориллонита и др.), сульфатных (гипса, ангидрита, барита), карбонатных (кальцита, доломита), оксидных (кварца и др.). Глинистые минералы – водные алюмосиликаты – характеризуются наличием частиц исключительно малого размера и чешуйчатым строением. Реже встречаются брекчии, галечники, кремни, каменная соль и др.

Под воздействием ветра, солнца, воды и перепада температур магматические породы разрушаются. Сыпучие обломки

**Рисунок 1.2 - Осадочные горные породы**

магматических пород образуют рыхлые отложения и из них образуются слои осадочных пород обломочного происхождения. Со временем эти породы уплотняются и образуются сравнительно твёрдые плотные осадочные породы.

Примеры осадочных горных пород: *гравий, песок, галька, глина, известняк, соль, торф, горючий сланец, каменный и бурый уголь, песчаник, фосфорит и др.* В осадочных породах содержатся окаменелости (фоссилии). Изучая их, можно узнать, какие виды населяли Землю миллионы лет назад.

**Метаморфические горные породы** образуются в результате изменения внутреннего строения, химического состава и физических свойств пород под влиянием высоких температуры и давления (кварциты, мраморы, слюдяные сланцы и др.) (рис. 1.3).



**Рисунок 1.3 - Метаморфические горные породы. Кварцит**

ставится приставка орто- (например, ортогнейсы).

По химическому составу метаморфические горные породы разнообразны, в завети в первую очередь от состава исходных пород, но могут и отличаться под влиянием приносимых водными растворами веществ и метасоматических процессов.

По минеральному составу метаморфические породы также разнообразны, так как могут состоять из одного минерала, например кварца (кварцит) или кальцита (мрамор), или из сложных силикатов. Наряду с ними присутствуют типично метаморфические минералы: гранаты, андалузит и др. Характерны тальк, хлориты, карбонаты и др.

Физико - химические условия образования метаморфических пород, определённые методами геобаротермометрии, весьма высоки. Они колеблются от 100 - 300 С до 1000 - 1500 С и от первых десятков баров до 20 - 30 баров.

По своему строению горные породы подразделяются на **кристаллические, аморфные** и **обломочные**. Основными породообразующими минералами являются: группа кварцевых (кварц, кремь, халцедон и др.), силикаты (полевые шпаты, слюда, амфиболы, пироксены и др.), карбонаты (кальцит, доломит), гидрофильные глинистые (каолинит, монтмориллонит и др.) и водорастворимые (гипс, галит и др.).

**Кристаллическими** бывают магматические и осадочные породы. Осадочные кристаллические породы образуются в результате выпадения из водных растворов или в результате химических реакций, происходящих в земной коре. К ним относятся соль, гипс, ангидрит, известняки, мел, доломиты.

**Аморфные** горные породы – твердые неорганические вещества, могут состоять из твердых неорганических аморфных веществ: вулканических стекол и опала. К аморфным веществам с беспорядочным расположением слагающих их атомов (молекул) относятся газы, жидкости, из твердых - смолы, минерал опал - гидроксид кремния  $\text{SiO}_2 \times n\text{H}_2\text{O}$ .

**Обломочные** горные породы представляют собой одну из самых распространенных классов горных пород. Это обломки пород и минералов, продукты их механического (физического) преобразования - окатанные зерна пород и минералов. [5]

### 1.1.2. Литологический состав горных пород

В основу расчленения продуктивной части разреза пласта положено выделение слоев различного литологического состава, установление последовательности их залегания и, в конечном итоге, выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов, в котором основное место занимают геофизические методы исследования скважин. [6]

**Глинистые породы** (аргиллиты) представлены обломочными осадочными породами с размерами частиц менее 0,01 мм. Глина - это вторичный продукт земной коры, осадочная тонкозернистая горная порода, образовавшаяся в результате разрушения скальных пород в процессе выветривания. Основным источником глинистых пород служит полевой шпат, при распаде которого под воздействием атмосферных явлений образуются каолинит и другие гидраты алюминиевых силикатов. Некоторые глины осадочного происхождения образуются в процессе местного накопления упомянутых минералов, но большинство из них представляют собой наносы водных потоков, выпавшие на дно озёр и морей. В составе глин часто присутствуют песчаные и карбонатные примеси.

Различают несколько разновидностей глины, каждая из которых имеет свое применение, с числом пластичности от 0,17 до 0,27 называют лёгкой, свыше 0,27 - тяжёлой. Цвет глин обусловлен примесями минералов-хромофоров или органических соединений и бывает серым, белым, чёрным, красным, жёлтым, коричневым, синим, зелёным, лиловым.

На диаграммах ГИС глинистые породы уверенно выделяются по следующему комплексу признаков: высокие значения метода естественной радиоактивности ГК; низкие показания нейтронных методов НГК или ННК-т; низкие значения удельного сопротивления; положительная аномалия метода ПС; совмещение показаний сопротивлений на диаграмме микрозондов; увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным.

**Песчаники** (размер частиц от 0,1 до 1 мм), являющиеся поровыми коллекторами, выделяются в терригенном разрезе по наибольшему отклонению кривой метода ПС от линии глин и минимальной гамма-активности на кривой ГК, в пористых песчаниках отмечается сужение диаметра скважины и положительная аномалия сопротивлений на диаграммах микрозондов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают крупнозернистые песчаники с преобладающим размером частиц от 0,5 до 1 мм. Для среднезернистых и мелкозернистых песчаников (с размерами частиц соответственно 0,1 - 0,25 мм и 0,25 - 0,5 мм) по мере уменьшения крупности зерен коллекторские свойства пород ухудшаются.

**Алевролиты**, как промежуточная по размеру частиц фракция между аргиллитами и песчаниками (от 0,01 до 0,1 мм), характеризуются и промежуточными показаниями геофизических методов. Для их пористых разновидностей повышенные показания метода ГК.

**Карбонатные породы** (известняки и доломиты) в основном различаются по типу пустотного пространства и емкостным характеристикам. При выделении поровых коллекторов в карбонатном разрезе наиболее информативны нейтронные и акустические методы. Карбонаты характеризуются широким диапазоном изменения удельных сопротивлений, низкими значениями естественной радиоактивности, высокими значениями нейтронных методов (возрастающими с увеличением плотности породы), зависимостью величины диаметра скважины от структуры пустотного пространства (в плотных разностях  $d_c=d_h$ , в карстовых полостях  $d_c \gg d_h$ , в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно  $d_c > d_h$ , в породах с межзерновой пористостью  $d_c < d_h$ ).

**Гидрохимические осадки** (ангидриты, соли) характеризуются высокими значениями удельного сопротивления, минимальными значениями метода ГК, максимальными показаниями нейтронных методов, номинальными значениями  $d_c$ . От полноты комплекса геофизических исследований, обоснованности его выбора для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины. При решении задач промысловой геофизики используется весь комплекс методов ГИС.

### 1.1.3. Коллекторские свойства горных пород

Способность пород-коллекторов содержать нефть, газ и воду обуславливается наличием в породах пустот, которые могут быть представлены порами, кавернами и трещинами. Соответственно емкостные свойства коллекторов нефти и газа обуславливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Коллекторские свойства горных пород – это способность горных пород пропускать через себя жидкие и газообразные флюиды и аккумулировать их в пустотном пространстве. Впервые мысль о том, что нефть содержится непосредственно в *порах горных пород*, была высказана во второй половине XIX в. Примерно в эти же годы великий русский ученый Д. И. Менделеев высказал предположение, что резервуарами, накапливающими нефть и газ в земной коре, являются пористые горные породы.

Пластовый флюид в *порах горной породы* находится под давлением, которое называется поровым или пластовым давлением. Основными параметрами, характеризующие коллекторские свойства горных пород, являются **пористость** и **проницаемость**.

**Пористость** горных пород характеризуется наличием пустот (пор), заключенных в горной породе, которая определяется коэффициентом пористости  $k_p$ .

Коэффициентом пористости  $k_p$  – это отношение объема пор к объему коллектора. Соответственно емкостные свойства коллекторов нефти и газа обуславливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Благодаря пористости породы могут вмещать (за счет влияния капиллярных сил) жидкости и газы. *Поры горных пород*, несмотря на небольшие размеры, образуют каналы, по которым движутся жидкость и газ при разработке месторождения. Поровые каналы, способные вмещать и отдавать накопленные флюиды, условно подразделены на 3 группы:

- 1) крупные (сверхкапиллярные) - более 0,5 мм;
- 2) капиллярные - от 0,5 до 0,0002 мм;
- 3) субкапиллярные - менее 0,0002 мм.

В *порах горных пород нефтеносных и газоносных пластов* содержатся нефть, газ и остаточная (связанная) вода. Связанная вода находится в виде пленок, капель в узких порах, прочно удерживаемая капиллярными силами. Для определения запасов нефти и газа необходимы сведения о количестве связанной воды в пласте.

По размерам поры классифицируются по различным признакам (табл. 1.1).

**Таблица 1.1 - Размеры и свойства пор**

Диаметр пор		Раскрытость трещин	Свойства флюидов
Мегاپоры (полости), от см до м <sup>3</sup>		Сверхкапиллярные >0,25 мм	Нефть и вода движутся в соответствии с законами гравитации
Макропоры >0,1 мм			
Микропоры <0,1 мм	Капиллярные – 0,1 мм	Капиллярные 0,25–0,001 мм	Действуют преимущественно капиллярные силы
	Субкапиллярные <0,002 мм	Субкапиллярные <0,001 мм	Движение практически невозможно

Так как *поры горных пород* имеют все возможные размеры и формы, то перенос веществ в них происходит всеми способами одновременно, что затрудняет количественное описание процесса. Различают три вида пористости:

- общую (физическую) - объем сообщающихся и изолированных пор. Включает поры различных радиусов, формы и степени сообщаемости.
- открытую – объем сообщающихся между собой пор, которые заполняются жидким или газообразным флюидом при насыщении породы в вакууме. Она меньше общей пористости на объем изолированных пор.
- эффективную – характеризует часть объема, которая занята подвижным флюидом (нефтью, газом) при полном насыщении порового пространства этим флюидом.

По крупным (сверхкапиллярным) порам и каналам движение флюида происходит свободно, по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил, в субкапиллярных каналах в природных условиях жидкости перемещаться не могут. Породы, пустоты в которых представлены субкапиллярными порами и каналами, независимо от значения коэффициента общей пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов, т.е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.).

К поровому типу относятся практически все терригенные коллекторы. В песчаниках и алевролитах общая пористость обычно на 5-6 % больше открытой. Открытая пористость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах - от нескольких до 30 %.

В нефтяной геологии необходимо знание величины именно открытой пористости, которая зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, гранулометрического состава слагающих породу частиц и степени их сцементированности. На свойства горных пород оказывает влияние размер зёрен. Чем они крупнее, тем выше их пористость.

**Начальная пористость** в пл. усл. (при  $P_{пл\ нач}$  и  $T_{пл}$ ) определяется

$$m_{нач} = m_{п\ ов} - (\Delta m_{p,T} + \Delta m_{(Q_{p,T}^* - np)}) = (m_{p,T} + m_{(Q_{p,T}^* - np)} - m_{п\ ов}), \quad (1.1)$$

где  $m_{p,T}$  и  $m_{Q_{p,T}^*}$  определяются согласно уравнениям (1.71), (1.73) и (1.74) работы [1].

Значение  $m_{нач}$ , определенное по (1.1), используется при определении пористости в процессе неизотермической фильтрации, при определении проницаемости под воздействием отмеченных факторов. Коэффициенты пористости пород представлены в табл. 1.2.

**Таблица 1.2 - Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород**

Горная порода	Пористость, %
1	2
Глинистые сланцы	0,54 - 1,4
Глины	6,0 - 50,0
Пески	6,0 - 52
Песчаники	3,5 - 29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39
Известняки и доломиты, как покрывки	0,65 - 2,5

**Коэффициент упругоэластичности** равен изменению запаса жидкости в единице объема пласта при изменении пластового давления на единицу, определяется формулами

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_{ск}, \quad (1.2.1)$$

или

$$\beta^* = m(\beta_{ж} + \beta_{п\ пл}), \quad (1.2.2)$$

где  $m$ -пористость в пластовых условиях;  $\beta_{ж}$  и  $\beta_{ск}$ -соответственно коэффициенты сжимаемости (объемной упругости) жидкости и пористой среды;  $\beta_{п\ пл}$ -коэффициент сжимаемости пласта.

*Горные породы*, особенно пористые, *характеризуются сжимаемостью* выше сжимаемости минералов. Так как основные породообразующие минералы - кварц, кальцит, доломит имеют низкие коэффициенты сжимаемости твердой фазы - в пределах  $10^{-5}$  -  $3 \times 10^{-5}$  МПа<sup>-1</sup>, то основные деформации пористой среды определяются коэффициентом сжимаемости пор  $\beta_{п}$ . Объясняется это тем, что под влиянием всестороннего давления сжимаются не только минералы, но и вся структура породы, сокращаются расстояния между минеральными частицами по границам контакта, а в пористых породах **уменьшается объем пор**.

Таким образом, в продуктивном пласте, при снижении давления ниже первоначального, возрастает эффективное напряжение, приводящее к упругому расширению зерен, их переукладке и более плотной упаковке, в результате чего **уменьшается объем пор**, а за счет высокого значения коэффициента сжимаемости нефти **увеличивается объем нефти**. [7]

Следовательно, при увеличении пластового давления выше первоначального происходит обратный процесс, т.е. *увеличивается объем пор и уменьшается объем нефти*

В настоящее время при гидродинамическом моделировании в отношении коэффициента сжимаемости порового пространства допускается, что он не оказывает заметного влияния на результаты прогнозирования процессов разработки, с чем нельзя согласиться [8].

*Первое упрощение* заключается в том, что изменение коэффициента сжимаемости порового пространства не учитывается, а принимается единое осредненное образцам керна.

*Второе упрощение* заключается в том, что коэффициент сжимаемости порового пространства  $\beta_p$  принимается не зависящим от содержания в нем связанной воды.

*Третья упрощение* заключается в не учете различия свойств (в частности, сжимаемости) связанной и свободной воды.

Установлено, что продуктивные пласты горных пород в условиях залегания на соответствующих глубинах имеют меньшие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), по сравнению с этими значениями, определенными на поверхности. При извлечении из продуктивного пласта нефти без ее компенсации пластовое давление ( $P_{пл.}$ ) закономерно снижается, а давление, оказываемое на минеральный скелет пород ( $P_{упл.}$ ), увеличивается.

По результатам исследований установлено, что **со снижением пластового давления** вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих условий, передающихся на скелет от массы вышележащих пород, **объем порового пространства пласта уменьшается, а объем флюида, насыщающего продуктивный пласт, увеличивается** (рис. 1.4).

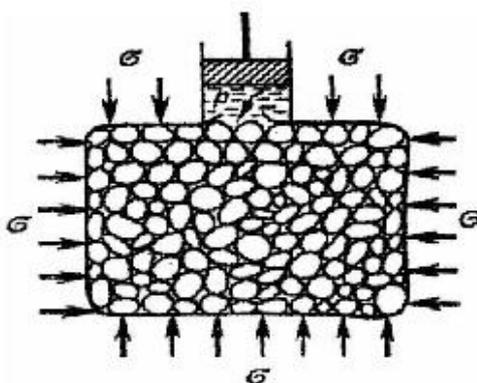
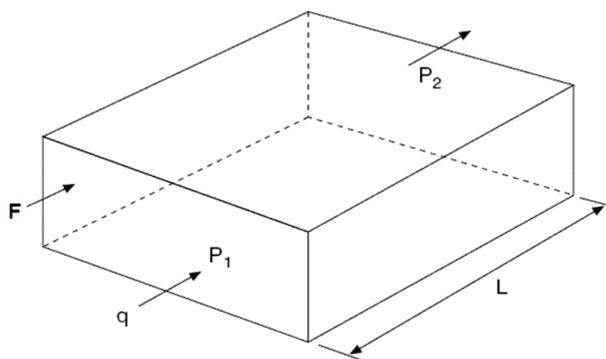


Рисунок 1.4 – Схематичное отображение процесса деформации минерального скелета пород, испытывающего пластовое давление жидкости, равное разности между горным и пластовым давлениями ( $P_{упл.} = P_{горн.} - P_{пл.}$ )

При снижении давления в залежи из-за *сжимаемости горных пород* происходит увеличение насыщенности порового пространства жидкостью. В этом процессе участвует доля порового объема, доступная для нефти и подвижной воды, т.е. эффективная пористость  $m_{эф}$ , характеризующая объем порового пространства, не занятого физически связанной водой, соответствующей величине **неснижаемой** остаточной водонасыщенности  $S_{во}$ .

**Проницаемость** является критерием оценки коллекторских и экранирующих свойств горных пород, отражает способность горных пород пропускать через себя жидкости и газы при гидростатических давлениях, служит мерой фильтрационной проводимости трещиновато-пористых сред. Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления породы практически непроницаемы для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Движение флюида происходит через линейный образец пористой среды (рис. 1.5).



**Рисунок 1.5** – Схема движения флюида через линейный образец пористой среды

Процесс движения жидкостей или газов в трещиновато-пористых средах подчиняется линейному закону фильтрации Дарси. Проницаемость из уравнения Дарси определяется

$$k = \mu \frac{q_{\phi} L}{dpF}, \quad (1.3)$$

где  $q_{\phi}$  — объемный расход;  $F$  — площадь поперечного сечения образца или эффективная площадь рассматриваемого объема пористой среды;  $k$  — коэффициент проницаемости среды;  $\mu$  — динамическая вязкость жидкости или газа;  $dp$  — перепад давления на длине среды  $L$ .

Параметр  $k$ , имеющий размерность площади, является физической характеристикой фильтрационных свойств пористой среды. Он определяет пропускную способность среды при фильтрации вязкой гомогенной жидкости без учета ее плотности при скорости фильтрации, обеспечивающей сохранение линейной зависимости между перепадом давления и расходом жидкости, и при условии отсутствия взаимодействия флюида с породой.

*Единица проницаемости* называемая *Дарси (Д)*, отвечает проницаемости такой горной породы, через поперечное сечение которой, равное  $1 \text{ см}^2$ , при перепаде давления в  $1 \text{ ат}$  на протяжении  $1 \text{ см}$  в  $1 \text{ сек}$  проходит  $1 \text{ см}^3$  жидкости, вязкость которой  $1 \text{ сП}$ .

Проницаемость пород, служащих коллекторами, обычно выражают в *миллидарси (мД)* или  $\text{мкм}^2$ .  $1 \text{ Д} = 1,02 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2 = 1,02 \times 10^{-12} \text{ м}^2 = 1000 \text{ мД}$ .

Горные породы по проницаемости подразделяются на 6 классов:

I — очень хорошо проницаемые породы: ( $k > 1,0 \text{ мкм}^2$ );

II — хорошо проницаемые (от  $1,0$  до  $0,1 \text{ мкм}^2$ );

- III-среднепроницаемые (от 0,1 до 0,01 мкм<sup>2</sup>);
- IV-слабопроницаемые (от 0,01 до 0,001 мкм<sup>2</sup>);
- V-очень слабопроницаемые (от 1 до 0,1 мкм<sup>2</sup>);
- VI-практически непроницаемые ( $K < 0,1$  мкм<sup>2</sup>).

По значению проницаемости продуктивные пласты делятся на:

- низкопроницаемые (от 0 до 100 мД);
- среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД);
- высокопроницаемые (более 500 мД).

Пропускная способность пористых сред зависит от физико-химических свойств жидкостей и газов и геометрии пустотного пространства: размеров, извилистости, сообщаемости пор и трещин. При движении флюидов, не смешивающихся между собой, в пласте проницаемость для каждого из них меньше чем абсолютная проницаемость породы. В *порах горных пород* одновременно может находиться многофазная среда (вода, газ, нефть), поэтому различают абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную проницаемость.

**Абсолютная** (физическая) проницаемость при фильтрации однородной жидкости или газа ( $K_a$ ) определяется геометрией порового пространства и характеризует физические свойства породы.

**Эффективная** проницаемость - способность пород пропускать флюид при сохранении других остаточных флюидов (воды, нефти) –  $K_{эф}$  зависит от сложности структуры порового пространства, поверхностных свойств, наличия глинистых частиц.

**Относительная** проницаемость возрастает с увеличением насыщенности породы флюидом и достигает максимального значения при полном насыщении; для нефти, газа, воды колеблется от нуля при низкой насыщенности до ед. при 100 %-ом насыщении.

**Фазовая (эффективная) проницаемость** - проницаемость породы для отдельно взятого флюида при наличии в ней многофазных систем. Фазовая проницаемость зависит от количественного содержания того или иного флюида, а также от их физико-химических свойств. Практическое значение имеет относительная фазовая проницаемость.

**Относительная фазовая проницаемость** - отношение эффективной проницаемости к некоторой базовой проницаемости (чаще всего к абсолютной), описываемое выражением

$$k_{\text{относительная}} = \frac{k_{\text{фазовая}}}{k_{\text{абсолютная}}}, \quad (1.4)$$

где  $k_{\text{относительная}}$  - относительная проницаемость, д.е.;  $k_{\text{фазовая}}$  - фазовая проницаемость пористой среды, м<sup>2</sup>;  $k_{\text{абсолютная}}$  - абсолютная проницаемость пористой среды, м<sup>2</sup>.

Кроме пород-коллекторов существуют породы слабопроницаемые, или практически непроницаемые. Такие породы называются породами – **флюидоупорами (покрышками)**. Лучшие из них – каменная соль и глина. Особенно хорошие изолирующие свойства у монтмориллонитовой глины, способной разбухать в воде.

Большая часть горных пород имеет средние коллекторские и изолирующие свойства. В результате флюиды в них не могут быть надежно удержанными. Такие породы называют **ложными покрышками**.

Типичный график изменения относительных фазовых проницаемостей дан на рис. 1.6.

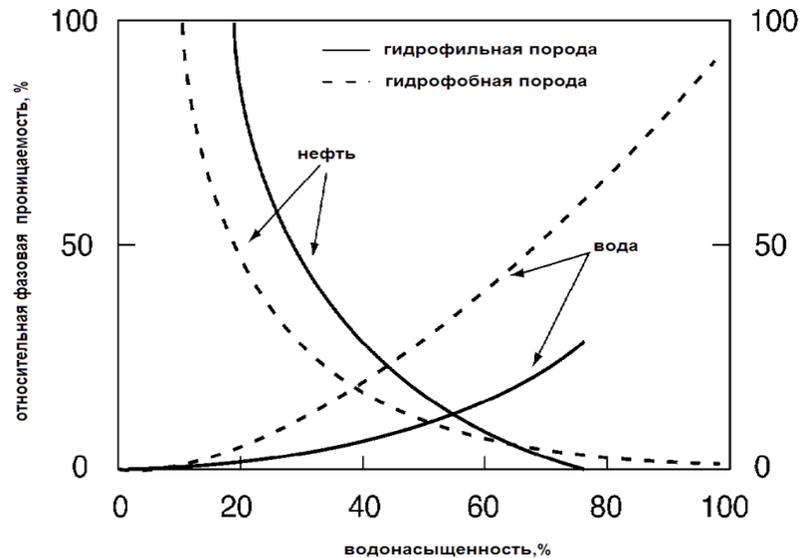


Рисунок 1.6 - Типичный график изменения относительных фазовых проницаемостей

**Изменение начальной проницаемости** происходит в связи с объемной деформацией пористого тела, вызванной действием эффективного напряжения, давления и температуры. Зависимость проницаемости от эффективного напряжения определяется по формуле

$$k_{Q_{p,T}} = k_{пов} \left\{ \frac{\exp \left[ - \int_0^{(\theta_{p,T}^* - np)} \beta_n d(\theta_{p,T}^* - np) \right]}{1 - m_{но} \left[ 1 - \exp \left( - \int_0^{(\theta_{p,T}^* - np)} \beta_n d(\theta_{p,T}^* - np) \right) \right]} \right\}^{\frac{2(3+i)}{(2+i)}}, \quad (1.5)$$

где  $\theta_{p,T}^*$  — эффективное напряжение.

#### 1.1.4. Взаимозависимость проницаемости и пористости

Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие малую пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера.

Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что более проницаемые породы часто и более пористые.

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых слагается поровое пространство. Зависимость проницаемости от размера пор можно получить, применив законы Дарси и Пуазейля к пористой среде, представив ее в виде системы трубок одинакового сечения.

По закону Пуазейля расход  $Q$  жидкости через такую пористую среду составит

$$Q = \frac{n\pi r^2 F \Delta P}{8\mu L}, \quad (1.6)$$

где  $n$ -число пор на единицу площади фильтрации;  $r$ -радиус порового канала;  $F$ -площадь фильтрации;  $\Delta P$ -перепад давления;  $L$ -длина порового канала;  $\mu$ -вязкость жидкости.

Коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация, равен

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{n\pi r^2 L}{FL} = n\pi r^2. \quad (1.7)$$

Подставляя в формулу (1.6), вместо  $n\pi r^2$ , значение пористости  $m$ , получим

$$Q = F \frac{nr^2 \Delta P}{8\mu L}. \quad (1.8)$$

Сравнивая полученное уравнение (1.8) с уравнением Дарси ( $Q=k \times F \times \Delta P / (\mu \times L)$ ) и приравняв правые части этих уравнений, сократив подобные параметры, получим выражение для искомой взаимосвязи проницаемости, пористости и радиуса порового канала:

$$k_{\text{пр}} = \frac{m \times r^2}{8}. \quad (1.9)$$

Выражение (1.9) используется и для оценки радиуса (размера) порового канала для образцов керна материала с известными величинами пористости и проницаемости:

$$r = \sqrt{8 \times k_{\text{пр}} / m}. \quad (1.10)$$

Уравнения (1.9 – 1.10) справедливы только для однородной пористой среды.

### 1.1.5. Основные физико-технические свойства горных пород

Всю совокупность физических и горно-технологических свойств горных пород, описывающих их поведение в процессах разработки месторождения, называют физико-техническими свойствами пород. Свойств эти обусловлены составом и строением горных пород, а также термодинамическими условиями формирования. С увеличением пористости такие свойства горных пород, как плотность, прочность и упругость, теплопроводность, диэлектрическая проницаемость, электропроводность, магнитная проницаемость снижаются, а влагеёмкость, водопроницаемость - возрастают.

Теплоёмкость, коэффициент объёмного теплового расширения, модуль объёмного сжатия и др., определяются минеральным составом пород; прочность, упругость, теплопроводность, электропроводность зависят от строения и минерального состава пород.

Механические свойства в первую очередь обусловлены силами связей между частицами породы, тепловые и электрические - ориентировкой минеральных зёрен, наличием непрерывных проводящих каналов в горных породах.

Основные физико-технические свойства горных пород представлены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 - Основные физико-технические свойства горных пород

Параметры	Ед. измерения	Значения
1	2	
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	1100 - 4700
Модуль продольной упругости	Па	$5 \times 10^9 - 1,5 \times 10^{11}$
Коэффициент Пуассона	-	0,15 - 0,38
Предел прочности при сжатии до	Па	$5 \times 10^8$
Предел прочности при растяжении до	Па	$2,0 \times 10^7$
Коэффициент теплопроводности	Вт/(м×К)	0,2 - 10
Удельная теплоёмкость	ОмДж/кг×К	0,5 - 1,5
Коэффициент линейного теплового расширения	К <sup>-1</sup>	$2 \times 10^{-6} - 4 \times 10^{-4}$
Удельное электрическое сопротивление	Ом×м	$10^{-2} - 10^{12}$
Относительная диэлектрическая проницаемость		2 - 30
Магнитная восприимчивость		$10^{-7} - 3,0$

Наличие преимущественной ориентировки зёрен, трещин, пор, слоев, прожилков приводит к *анизотропии* горных пород. Модуль продольной упругости, предел прочности при растяжении, теплопроводность, электрическая проводимость, диэлектрическая проницаемость больше вдоль слоистости, а предел прочности при сжатии - поперёк слоистости.

Чем мельче зерна горных пород, тем ниже их пористость и тем выше их прочностные и упругие свойства. Горные породы, как правило, плохие проводники тепла и электричества. Большой теплопроводностью и электропроводностью обладают малопористые породы, содержащие минералы-проводники (рудные минералы, графит и т.п.).

С увеличением давления происходит уплотнением пород, деформация пор, увеличение площади контакта зёрен, возрастают электропроводность, теплопроводность, прочность и т.д.

#### 1.1.5.1. Механические свойства горных пород

Наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в процессе разработки месторождений, являются упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность. [8]

**Упругость** – свойство горных пород сопротивляться изменению их объёма и формы под действием приложенных сил. **Абсолютно упругое тело восстанавливает** первоначальную форму мгновенно после снятия напряжения. Если тело не восстанавливает первоначальную форму, то оно называется **пластичным**.

Упругие свойства горных пород совместно с упругостью пластовых жидкостей влияют на режим перераспределения давления в пласте.

Давление в пласте, благодаря упругим свойствам пород и жидкостей перераспределяется **не мгновенно**, а постепенно, после изменения режима работы скважины. Упругие свойства пород и жидкостей создают запас упругой энергии в пласте, которая освобождается при уменьшении давления и служит одним из источников движения нефти к забоям.

Горные породы в недрах земли находятся в напряженном состоянии, вызванным собственным весом пород ( $P_r$  – геостатическое давление). Пластовое давление жидкости разрушает минеральный скелет пород, который испытывает давление, равное разности между горным и пластовым давлениями ( $P_{упл} = P_{гор} - P_{пл}$ ). При извлечении нефти на поверхность пластовое давление ( $P_{пл}$ ) снижается, а давление на минеральный скелет пород ( $P_{упл}$ ) возрастает. При **снижении** пластового давления объём жидкости **увеличиваться**, а объём порового пространства **уменьшаться**. Зерна породы испытывают дополнительную деформацию. Пористость коллектора уменьшается также вследствие перераспределения зерен и их более плотной упаковки. Изменения пластового давления являются причиной деформации пород формирующих пласт. Изменяется структура пористой среды. Поэтому, общепринятым считается мнение, что горные породы при условиях залегания в месторождениях имеют меньшие значения ФЕС по сравнению с параметрами, определенными на поверхности. По результатам исследований пористость песчаников уменьшается на 20 % при давлениях около 15 МПа, пористость плотных аргиллитов уменьшается на 6 % при том же давлении.

Упругие свойства горных пород описываются законом Гука, то есть относительная деформация пород пропорциональна изменению пластового давления:

$$\beta_c = \frac{1}{V_0} \times \frac{\Delta V_p}{\Delta P} = m\beta_p, \quad (1.11)$$

где  $\beta_c$ -коэффициент объёмной упругости пористой породы;  $\beta_p$ -коэффициент сжимаемости пор;  $V_0$  -начальный объём образца породы;  $\Delta V_p$ -изменение объёма пор;  $\Delta P$ -изменение пластового давления;  $m$ -коэффициент пористости.

Для характеристики упругих деформаций используются коэффициенты сжимаемости (объёмной упругости) породы, пласта, пор, твердой фазы и пористой среды. Коэффициент объёмной упругости пористой породы ( $\beta_c$ ) будет влиять на коэффициент сжимаемости пор ( $\beta_p$ ) и на пористость пород:

$$\beta_p = \beta_c / m_0, \quad (1.12)$$

где  $m_0$ -пористость при начальном напряжении ( $P_{упл. \min}$ ).

Изменение пористости пород ( $m$ ) функционально зависит от объёмной упругости пористой среды ( $\beta_c$ ) и наименьшего напряжения ( $P_{упл. \min}$ ), определяемое по формуле

$$m = m_0 [1 - \beta_p (P_{упл} - P_{упл \min})] = m_0 - \beta_c (P_{упл} - P_{упл \min}). \quad (1.13)$$

Величина коэффициента объёмной упругости пористой среды ( $\beta_c$ ) очень мала. Для нефтеносных пород она изменяется в диапазоне  $(0,3-2,0) \times 10^{-10} \text{ м}^2/\text{н}$  [ $(0,3-2,0) \times 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$ ], в среднем  $\beta_{п \text{ ср}} = 1,15 \times 10^{-4} \text{ 1/МПа} = 0,000115 \text{ 1/МПа}$ . Для большинства пластовых нефтей  $\beta_{п \text{ ср}}$  колеблется в пределах  $(0,6 - 1,8) \times 10^{-3}$ ,  $1/\text{МПа}$ , в среднем  $\beta_{п \text{ ср}} = 1,2 \times 10^{-3} \text{ 1/МПа} = 0,0012 \text{ 1/МПа}$ .

Так же следует принимать во внимание, что снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, наряду со снижением объема пор пласта и увеличением объема насыщающей его нефти. Это приводит к выделению из нефти растворенного газа, что снижает темп изменения пластового давления и приводит к снижению насыщенности порового пространства нефтью (увеличение объема флюида, содержащегося в порах, происходит за счет частичной дегазации нефти и увеличения объема пор, занимаемых газом).

В нефтепромысловой практике часто используется коэффициент упругоёмкости пласта ( $\beta^*$ ), определяемый по формуле

$$\beta^* = m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}, \text{ Па}^{-1}, \quad (1.14)$$

где  $\beta_{\text{ж}}$ -коэффициент сжимаемости пластовой жидкости,  $\text{Па}^{-1}$ .

При составлении материального баланса и оценке темпа снижения пластового давления при разработке продуктивного пласта нефтегазового месторождения:

- на режиме истощения необходимо учитывать все три фактора (снижение объема порового пространства, увеличение объема нефти, выделение растворенного газа).
- на режиме компенсации (поддержании пластового давления закачкой воды в пласт) принимать во внимание, что увеличение пластового давления выше первоначального приводит к увеличению объема пор пласта и уменьшению объема насыщающей его нефти.

**Прочность на сжатие и разрыв** горной породы оценивается через модуль объёмного сжатия, представляющее собой сопротивление, которое оказывает данное тело всестороннему сжатию. Мелкозернистые породы, как правило, обладают более высокой прочностью, чем породы того же минералогического состава, но сложенные кристаллами больших размеров. Весьма прочны породы волокнистого строения. Большое влияние на прочность пород оказывает состав цемента. Однако высокая прочность зерен еще не означает, что порода будет оказывать большое сопротивление различным видам деформаций. Песчаники с глинистым цементом относятся к группе пород с низкой прочностью на сжатие. Примесь глины в известняках также понижает их прочность. Песчаники, цементирующим веществом которых служит кремнезем или известковый цемент, обладают повышенной прочностью.

Осадочным породам обычно присуща анизотропия (зависимость свойства от направления его измерения) в механических свойствах. Например, прочность, измеренная вдоль напластования породы, большей частью превышает прочность, измеренную в направлении, перпендикулярном напластованию.

Данные о прочности пород на сжатие и разрыв необходимы при изучении процессов разрыва пластов, при искусственном воздействии на породы призабойной зоны скважин.

**Пластичность** - изменение формы породы при воздействии на них различных нагрузок, без появления видимых трещин.

Последние характеризуют хрупкость породы. Часто пластичность горных пород проявляется под действием длительной нагрузки, вызывающей изменение структуры породы. Механизм пластических деформаций может быть результатом межзерновых и трансляционных движений или перекристаллизации.

Пластические свойства при высоких давлениях особенно ярко проявляются у глин, пород, содержащих в значительных количествах глинистые минералы, солей. При значительном снижении пластового давления происходят необратимые пластические деформации.

Установлено, что с течением времени нарушенное поле естественных напряжений вокруг нефтяных скважин в значительной мере восстанавливается, и давление на обсадные трубы нефтяных скважин после окончания бурения **возрастает**, что объясняется проявлением ползучести и пластичности некоторых горных пород. Модули Юнга для некоторых горных пород, полученные при одноосном сжатии, приведены в табл. 1.4.

**Таблица 1.4 - Модули упругости некоторых горных пород**

Горная порода	Модуль Юнга $E \times 10^{-4}$ , МПа	Горная порода	Модуль Юнга $E \times 10^{-4}$ , МПа
1	2	3	4
Глины	0,03	Мрамор	3,9 - 9,2
Глинисты сланцы	1,5–2,5	Доломиты	2,1 - 16,5
Алевриты	1,7–2,7	Граниты	до 6,0
Песчаники	3,3–7,8	Базальты	до 9,7
Известняки	1,3–8,5	Кварциты	7,5 - 10,0

Есть все основания полагать, что проявляющиеся со временем те или иные нарушения эксплуатационных колонн – это, в какой-то мере, проявление указанного фактора.

#### **1.1.5.2. Тепловые свойства горных пород**

Тепловые свойства горных пород характеризуются, в основном, удельной теплоёмкостью, коэффициентом температуропроводности и коэффициентом теплопроводности. Эти параметры необходимо учитывать при тепловом воздействии на пласт и решении термодинамических вопросов, связанных с прогнозированием температуры флюидов на устье добывающих скважин, оценкой фильтрационных параметров пласта, термической обработкой продуктивных горизонтов. Свойство горных пород поглощать тепловую энергию при теплообмене характеризуется удельной теплоёмкостью пород.

**Удельная (массовая) теплоёмкость** характеризуется количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы породы на  $1^\circ \text{C}$ , определяемым по формуле

$$c = \frac{dQ}{MdT}, \quad (1.15)$$

где  $M$ -масса породы;  $dT$ -прирост температуры от количества теплоты  $dQ$ , переданной породе.

Удельная теплоёмкость пород зависит от температуры, поэтому каждое её значение необходимо относит к определенной температуре или к интервалу температур.

Сообщение породе количества теплоты ( $dQ$ ) вызывает количественное повышение температуры ( $dT$ )

$$dQ = cMdT. \quad (1.16)$$

Теплоёмкость пород зависит от условий его нагревания – при постоянном объёме и при постоянном давлении. При нагревании породы при постоянном объёме всё тепло расходуется на увеличение внутренней энергии тела. При нагревании породы при постоянном давлении часть тепла расходуется на увеличение внутренней энергии тела, а часть идет на расширение породы. Удельная теплоёмкость зависит от минералогического состава, дисперсности, температуры, давления и влажности горных пород.

Теплоёмкость пород зависит от минералогического состава пород и не зависит от строения и структуры минералов. Чем больше пористость, влажность, и температура горных пород, тем выше их теплоёмкость, особенно при слабой минерализации пластовой воды.

Чем меньше плотность пород, тем выше величина удельной теплоёмкости. Удельная теплоёмкость нефтесодержащих пород изменяется в пределах 0,4 - 2,0 кДж/(кг×К).

**Коэффициент теплопроводности** (удельного теплового сопротивления)  $\lambda$  характеризует количество теплоты ( $dQ$ ), переносимой в породе через единицу площади ( $S$ ) в единицу времени ( $t$ ) при градиенте температуры ( $dT/dx$ ), равном единице

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt. \quad (1.17)$$

**Коэффициент температуропроводности** ( $\alpha$ ) горных пород характеризует скорость прогрева пород, изменения температуры пород, вследствие поглощения или отдачи тепла, или скорость распространения изотермических границ. При нагреве породы расширяются. Способность пород к расширению характеризуется коэффициентами **линейного** ( $\alpha_L$ ) и **объёмного** ( $\alpha_V$ ) теплового **расширения**.

Коэффициенты линейного ( $\alpha_L$ ) и объёмного ( $\alpha_V$ ) расширения характеризуют изменение размеров породы при нагревании и определяются по формуле

$$\alpha_L = \frac{dL}{L dT}; \quad \alpha_V = \frac{dV}{V dT}, \quad (1.18.1 \text{ и } 1.18.2)$$

где  $L$  и  $V$  – начальные длина и объём образца.

Взаимосвязи тепловых свойств горных пород выражаются соотношениями

$$\alpha = \frac{\lambda}{c \times \rho}; \quad c = \frac{\lambda}{\alpha \times \rho}, \quad (1.19.1 \text{ и } 1.19.2)$$

где  $\alpha$ -коэффициент температуропроводности, м<sup>2</sup>/с;  $\lambda$ -коэффициент теплопроводности, Вт/(м×К);  $c$ -удельная теплоёмкость, Дж/(м×К);  $\rho$ -плотность породы, кг/м<sup>3</sup>.

Теплопроводность и температуропроводность пород очень низки по сравнению с металлами. Поэтому для прогрева призабойной зоны требуется огромная мощность нагревателя.

Теплопроводность горных пород, заполненных нефтью и водой, значительно повышается за счет конвективного переноса тепла жидкой средой. По этой причине для **усиления прогрева пород** пласта и увеличения глубины прогрева забой скважины одновременно подвергают **ультразвуковой обработке**. Вследствие **упругих колебаний** среды, ускоряется процесс передачи тепла за счет конвекции.

Коэффициенты линейного и объёмного расширения изменяются в зависимости от плотности породы аналогично теплоёмкости. Наибольшим значением коэффициентов расширения обладает кварцевый песок и другие крупнозернистые породы. Коэффициент линейного расширения пород уменьшается с ростом плотности минералов.

**Температуропроводность** горных пород повышается с уменьшением пористости и с увеличением влажности. В нефтенасыщенных породах величина температуропроводности ниже, чем в водонасыщенных породах, так как **теплопроводность** нефти меньше чем воды.

**Сжимаемость горных пород** характеризуется **коэффициентом сжимаемости** - относительным изменением объема вещества, вызванного изменением внешнего давления на единицу,  $\beta$  ( $\text{Па}^{-1}$ ), определяется соотношением

$$\beta = (-1/V)(\Delta V/\Delta p), \quad (1.20)$$

где  $V$ -исходный объем,  $\text{м}^3$ ;  $\Delta V$ -изменение объема,  $\text{м}^3$ ;  $\Delta p$ -изменение давления, МПа.

**Коэффициентом сжимаемости (к.с.)** зависит от температуры и давления. К. с. породы  $\beta_{\text{п}}$  определяется ее структурой, минеральным и гранулометрическим составом; для инженерных расчетов обычно принимается  $\beta_{\text{п}}=(0,14 - 0,17) \text{ ГПа}^{-1}$ . К.с. жидкостей (нефти  $\beta_{\text{н}}$ , воды  $\beta_{\text{в}}$ ) определяются их составом и газонасыщенностью. К.с. используется для решения различных задач подземной гидромеханики, в частности, для оценки упругих запасов нефти и газа (*коэффициент упругоёмкости пласта*).

Нефти, не содержащие растворенного газа, характеризуются низкой величиной  $\beta_{\text{н}}$  ( $0,4 - 0,7$ )  $\text{ ГПа}^{-1}$ . Нефти, содержащие значительный объем растворенного газа, отличаются повышенной величиной  $\beta_{\text{н}}$  - до  $14,0 \text{ ГПа}^{-1}$ . Коэффициент  $\beta_{\text{н}}$  определяется по формуле

$$\beta_{\text{н}} = (b_1 - b_2)/(b_1 \times \Delta p), \quad (1.21)$$

где  $\Delta p$ -перепад между расчетными начальным и конечным давлениями;  $b_1$  и  $b_2$ -объемные коэффициенты, определяемые в лабораторно для начального и конечного давлений.

Более точное значение  $\beta_{\text{н}}$  получают путем лабораторного испытаний. К.с. подземных вод  $\beta_{\text{н}}$  варьирует в пределах ( $0,37 - 0,5$ )  $\text{ ГПа}^{-1}$ , при наличии растворенного газа определяется

$$\beta_{\text{вг}} = \beta_{\text{н}}(1 + 0,05S), \quad (1.22)$$

где  $\beta_{\text{вг}}$ -к.с. воды, содержащей растворенный газ;  $\beta_{\text{н}}$ -к.с. дегазированной воды;  $S$ -количество газа, растворенного в воде,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

### **1.1.5.3. Емкостные свойства горных пород**

Выше, обсуждая вопросы, связанные с пористостью горных пород, мы коснулись их емкостных свойств. В развитие этого вопроса отметим, что для количественной оценки упругих свойств пластовой системы В. Н. Щелкачев ввел понятие о комплексном показателе - *коэффициенте упругоёмкости пласта*, показывающем, какую долю от объема породы составляет объем жидкости, полученной из нее за счет упругости породы и самой жидкости при снижении давления на 0,1 МПа. Коэффициент упругоёмкости пласта учитывает упругое расширение жидкости, заключающейся в породе, и уменьшение объема пор вследствие упругости пласта, и характеризует удельный упругий запас пластовой системы.

Емкостные свойства горных пород проявляются в условиях нестационарной фильтрации и характеризуют способность пород к насыщению или отдаче флюида путем изменения степени заполнения им пор и трещин (гравитационная емкость) или изменения объема флюида в насыщенных породах при изменении их порового объема или плотности флюида в результате упругого сжатия или растяжения (упругая емкость). В грунтовых водах емкость имеет в основном гравитационный характер, в напорных - упругий.

**Гравитационная емкость** горных пород проявляется при колебаниях уровня грунтовых вод, когда наблюдаются процессы насыщения или осушения горных пород. Изменяющиеся при этом объемы воды оцениваются коэффициентом гравитационной емкости  $\rho$ . Ориентировочно для песков  $\rho=0,1 - 0,25$ , для пылеватых и глинистых песков  $\rho=0,05 - 0,1$ , для супесчано-суглинистых отложений  $\rho=0,01 - 0,1$ , для суглинков  $\rho=0,01 - 0,001$ . В гетерогенных породах, характеризующихся двойной пористостью или трещиноватостью, процесс осушения развивается сложно. Такие породы имеют крупные трещины, макропоры, которые являются основными путями фильтрации. Объемное содержание их в породе незначительно, и поэтому они не определяют емкостные свойства гетерогенной среды. В то же время, обладая невысокой проницаемостью, слабопроницаемые блоки или агрегаты породы формируют основные емкостные свойства этой гетерогенной среды. Осушение такой среды идет в два этапа. На первом достаточно быстро осушаются крупные трещины и макропоры, обуславливая низкие значения  $\rho$ , затем осушаются блоки и агрегаты, формируя основную ее величину. Таким образом, процесс формирования гравитационной емкости сложный и требует дальнейшего изучения.

**Упругая емкость** характерна для горных, поскольку они находятся в условиях напряженного состояния. При этом вертикальные и горизонтальные напряжения не равны между собой. Если размеры пласта в плане превышают мощность перекрывающих пласт пород, то можно считать действие нагрузки в основном вертикальным.

При этом породы кровли можно уподобить гибкой плите, которая не оказывает сопротивления деформациям, развивающимся в пласте под влиянием приложенной нагрузки, и эти деформации протекают одновременно с изменениями пластового давления.

В таких условиях полное давление на кровлю  $P_{\text{полн}}$  уравнивается суммой гидростатического давления  $P_{\text{гидр}}$  (нейтрального), под которым находится поровый флюид (например, вода), и давления, оказываемого на скелет породы  $P_{\text{эф}}$  (эффективное), т. е.

$$P_{\text{полн}} = P_{\text{гидр}} + P_{\text{эф}}, \text{ МПа.} \quad (1.23)$$

При извлечении флюида пластовое давление снижается, и давление на скелет породы увеличивается. Уменьшение пластового давления приводит к **упругому расширению зерен породы и уменьшению порового пространства**. При этом скелет породы испытывает от веса вышележащих пород дополнительную деформацию, которая может быть обратимой и необратимой.

В результате обратимой деформации происходит упругое расширение цементирующего вещества, деформация зерен в сторону пустот и **уменьшение объема пор**.

В результате необратимой деформации наблюдается разрушение, дробление зёрен и их перегруппировка. Эти деформации изучены еще недостаточно.

Известно, что многократные нагрузка и разгрузка уменьшают долю пластических деформаций, но кривые деформации сохраняют петли гистерезиса. [8] Для глинистых пород всегда можно выделить такие диапазоны изменения нагрузок, в пределах которых деформации будут приближенно пропорциональны нагрузкам. Все это дает право, принимая полное давление постоянным, считать, что изменение пластового давления вызывает пропорциональные изменения давления на скелет породы.

Таким образом, **снижение давления в пласте** вызывает увеличение давления на скелет породы, уменьшение порового пространства и **отток флюида из пор**. Кроме того, снижение пластового давления приводит к **упругому расширению самого флюида и его отток из пор пласта**. Освобождающееся при этом суммарное количество флюида представляет так называемые упругие запасы, а соответствующий этому режим фильтрации носит название упругого. Упругие свойства количественно оцениваются коэффициентами сжимаемости (расширения), характеризующими упругое сжатие скелета породы, уменьшение объема пор. Лабораторные опыты, поставленные Д. А. Антоновым в условиях, наиболее близких к реальным, показывают, что *коэффициент упругоэластичности пласта* не изменялся более чем на 5 % за счет остаточной деформации. Но при таких условиях процессы перераспределения давления в пластах, в которых возникают упругопластические деформации, мало отличаются от процессов, присущих упругому режиму.

Из сравнения *коэффициентов упругоёмкости* для нефтяной и обводненной частей пласта следует, что падение давления за контуром менее интенсивно, чем внутри контура. Повышение давления у большинства горных пород ведет к резкому возрастанию модуля Юнга. Минеральный состав и повышение температуры влияют на упругие свойства пласта.

Коэффициент упругоёмкости пласта  $\rho^*$  на два, а то и на три порядка меньше коэффициента гравитационной ёмкости, что позволяет в безнапорных потоках пренебрегать упругой ёмкостью в сравнении с гравитационной. Исключение составляют суглинистые пласты верхних частей геологического разреза, для которых эти ёмкости соизмеримы.

В гетерогенных тонкослоистых средах уплотнение глинистых прослоев идет медленнее, чем в песчаных, и суммарная упругая водоотдача формируется в течение некоторого времени. На величину упругой водоотдачи оказывает влияние наличие двойной пористости (трещиноватости), приводящей к тому, что при изменении пластового давления пористые блоки  $V_p$  сжимаются медленнее, чем уплотняется само трещинное пространство  $V_t$ , и так как  $V_p < V_t$ , то начальное и конечное значения упругой водоотдачи могут различаться.

Влияют на формирование упругой водоотдачи и геологические свойства горных пород, проявление которых наблюдается на значительных глубинах и выражается в том, что песчаные породы сжимаются лишь на 60 – 80 % от конечной величины коэффициента сжимаемости, а глинистые - на 40 – 50 %, что приводит к некоторому занижению коэффициента сжимаемости пород  $\rho$ . Коэффициенты сжимаемости пород зависят от знака изменения пластового давления: при уплотнении (снижении пластового давления) **они больше**, чем при разуплотнении (восстановлении пластового давления). В связи с этим рекомендуется определять коэффициенты сжимаемости пород лабораторными испытаниями. [8]

#### **1.1.6. Влияние на коллектор горных пород изменение пластового давления**

Горные породы продуктивных пластов месторождений в условиях залегания имеют меньшие значения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС), по сравнению с параметрами, определенными на поверхности. При извлечении нефти из пласта без ее компенсации пластовое давление ( $P_{пл.}$ ) закономерно снижается, а давление, оказываемое на минеральный скелет пород ( $P_{упл.}$ ), увеличивается. Результатами исследований установлено, что **со снижением пластового давления** вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих условий, передающихся на скелет от массы вышележащих пород, **объём порового пространства пласта уменьшается**, а объём флюида, насыщающего продуктивный пласт, увеличивается (см. рис. 1.4). При снижении давления в залежи из-за *сжимаемости горных пород* происходит увеличение насыщенности порового пространства жидкостью.

Исследованиями установлено, что для продуктивных пластов, залегающих на глубине в пределах 1500 м, снижение пластового давления, например, с 15 МПа до атмосферного, приводит к уменьшению пористости песчаников на 20 %.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр
<b>Реферат</b>	<b>2</b>
<b>Рецензия на монографию д.т.н., профессора С.А. Жданов</b>	<b>5</b>
<b>Рецензия на монографию д.т.н., профессора О.С. Герштанского</b>	<b>7</b>
<b>Введение</b>	<b>9</b>
<b>Глава 1 Классические представления об особенностях и свойствах горных пород и насыщающих их флюидах</b>	<b>13</b>
1.1. Особенности и свойства горных пород	14
1.1.1. Классификация горных пород и состав породообразующих их материалов	14
1.1.2. Литологический состав горных пород	17
1.1.3. Коллекторские свойства горных пород	18
1.1.4. Взаимозависимость проницаемости и пористости	24
1.1.5. Основные физико-технические свойства горных пород	25
1.1.5.1. Механические свойства горных пород	26
1.1.5.2. Тепловые свойства горных пород	29
1.1.5.3. Емкостные свойства горных пород	32
1.1.6. Влияние на коллектор горных пород изменение пластового давления	34
1.1.7. Влияние на коллекторские свойства горных пород вскрытие их бурением	35
1.2. Особенности и физико-химических свойства флюидов, насыщающих коллектора горных пород	35
1.3. Оценка запасов и промышленной ценности месторождений	52
1.4. Совершенствование работ по приросту запасов углеводородов	57
1.4.1. Новый низкозатратный метод поиска нефти и газа	57
1.4.2. Совершенствование поисковых и геологоразведочных работ	57
1.4.2.1. Региональный этап	57
1.4.2.2. Поисковый этап	58
1.4.2.3. Разведочный этап	58
1.5. Гипотезы образования и возможные механизмы восполнения запасов углеводородов	59
<b>Глава 2 Обзор существующих методов воздействия на сложнопостроенные залежи, находящиеся на поздней стадии разработки</b>	<b>62</b>
2.1. Характер осложнений при разработке сложнопостроенных залежей, находящиеся в поздней стадии разработки и способы их преодоления	63
2.2. Цели и методы преодоления осложнений на сложнопостроенных залежах, находящихся в поздней стадии разработки	66
2.3. Классификация существующих методов воздействия на залежи, находящихся в поздней стадии разработки	69
2.4. Методы поддержания пластового давления и вытеснения нефти из пла-	73
2.4.1. Методы поддержания пластового давления	73
2.4.2. Показатели, активно влияющие на эффективность ППД закачкой воды	73
2.4.3. Основные параметры процесса ППД закачкой воды	75
2.4.4. Основные способы реализации ППД закачкой воды	77
2.4.5. Применение химических МУН при ППД закачкой воды	81
2.5. Методы вытеснения нефти из пласта технологиями, учитывающими соотношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов	83
2.5.1. Потокотклоняющие технологии	85
2.5.2. Технологии закачки в пласт ПАВ+щелочь+полимер (ASP)	87
2.5.3. Технология водогазового воздействия (ВГВ)	89
2.6. Метод вытеснения нефти из продуктивного пласта закачкой газа	90

2.6.1.	Условия эффективного использования углеводородных газов при ППД	90
2.6.2.	Условия эффективного использования кислых газов при ППД	91
2.6.3.	Условия эффективного использования воздуха при ППД	92
2.6.4.	Особенности воздействия на пласт двуокисью углерода	92
2.6.5.	Особенности воздействия на пласт азотом, дымовыми газами и др.	93
2.7.	Тепловые методы воздействия на продуктивный пласт	93
2.7.1.	Особенности закачки в пласт горячей воды	94
2.7.2.	Особенности паротеплового воздействия на пласт (ПТВ)	95
2.7.3.	Особенности создания в пласте подвижного фронта горения	96
2.8.	Методы увеличения дебита скважин	100
2.8.1.	Методы освоения добывающих и нагнетательных скважин	102
2.8.2.	Выбор метода воздействия на призабойную зону добывающих и нагнетательных скважин	105
2.8.2.1.	Механические методы воздействия на призабойную зону скважин	105
2.8.2.2.	Химические методы воздействия на призабойную зону скважин	108
2.8.2.3.	Тепловые методы воздействия на ПЗС	109
2.8.2.4.	Термохимические методы воздействия на призабойную зону скважин	110
2.8.2.5.	Пароциклические обработки скважин	110
2.8.2.6.	Форсированный отбор жидкости	110
2.8.3.	Методы повышения приемистости нагнетательных скважин	110
2.8.4.	Методы ограничения водопритока (РИР)	111
2.9.	Выбор системы заводнения и плотности сетки скважин на стадии составления технологической схемы разработки месторождения	112
2.10.	Горизонтальные технологии (ГТ)	114
2.11.	Перспективные направления дальнейшего совершенствования МУН	119
<b>Глава 3</b>	<b>Особенности геологического строения залежей и насыщающих их флюидов нефтегазовых месторождений Мангышлака</b>	<b>121</b>
3.1.	Месторождения Узень и Карамандыбас	123
3.1.1.	Месторождение Узень	124
3.1.2.	Месторождение Карамандыбас	136
3.1.3.	Свойства пластовых флюидов месторождений Узень и Карамандыбас	144
3.1.3.1.	Свойства пластовой нефти	144
3.1.3.2.	Свойства дегазированной нефти	147
3.1.3.3.	Свойства растворенного газа	147
3.2.	Месторождение Жетыбай	148
3.3.	Месторождение Каламкас	159
<b>Глава 4</b>	<b>Особенности разработки нефтегазовых месторождений Мангышлака и рекомендации по их совершенствованию</b>	<b>172</b>
4.1.	Состояние разработки нефтегазовых месторождений Мангышлака	173
4.1.1.	Состояние разработки месторождений Узень и Карамандыбас	175
4.1.1.1.	Особенности разработки нефтегазового месторождения Узень	177
4.1.1.2.	Состояние фонда добывающих скважин месторождения Узень	183
4.1.2.	Особенности разработки нефтегазового месторождения Жетыбай	185
4.1.2.1.	Уточнение коллекторских свойств и состава продуктивных пластов	186
4.1.2.2.	Уточнения запасов нефти	186
4.1.2.3.	Энергетическая характеристика объектов разработки	187
4.1.2.4.	Уточнение пластовых физико-химических свойств нефти, газа и воды	188
4.1.3.	Особенности разработки нефтегазового месторождения Каламкас	193
4.1.3.1.	Результаты уточнения геологического строения и нефтегазоносности месторождения Каламкас	193

4.1.3.2.	Состояние запасов нефти и газа месторождения Каламкас	195
4.1.3.3.	Уточнение пластовых физико-химических свойств нефти, газа и воды	195
4.1.3.4.	Состояние разработки нефтегазового месторождения Каламкас	196
4.1.3.5.	Энергетическая характеристика объектов разработки	198
4.2.	Особенности эксплуатации добывающих скважин месторождений Мангышлака и пути их дальнейшего совершенствования	203
4.2.1.	Анализ эксплуатации добывающих скважин месторождений Узень и Карамандыбас	205
4.2.1.1.	Анализ причин подземных ремонтов добывающего фонда скважин месторождений Узень и Карамандыбас	211
4.2.1.2.	Анализ причин капитальных ремонтов добывающего фонда скважин месторождений Узень и Карамандыбас	215
4.2.2.	Анализ работы добывающих скважин месторождения Жетыбай	220
4.2.2.1.	Анализ работы скважин месторождения Жетыбай, эксплуатирующихся УПШН	221
4.2.2.2.	Анализ работы скважин месторождения Жетыбай, эксплуатирующихся УЭЦН	225
4.2.2.3.	Анализ подземных ремонтов скважин месторождения Жетыбай, эксплуатирующихся УПШН	228
4.2.3.	Анализ работы добывающих скважин месторождения Каламкас	229
4.2.3.1.	Анализ работы скважин месторождения Каламкас, эксплуатирующихся УПШН	230
4.2.3.2.	Анализ работы скважин месторождения Каламкас, эксплуатирующихся УВШН	234
4.2.3.3.	Анализ работы скважин месторождения Каламкас, эксплуатирующихся УЭЦН	236
4.2.3.4.	Анализ подземных ремонтов механизированного фонда скважин	237
4.3.	Выводы и рекомендации по совершенствованию эксплуатации механизированного фонда скважин месторождений Мангышлака	238
<b>Глава 5</b>	<b>Опыт внедрения и совершенствования интегрированных методов увеличения нефтеотдачи нефтегазовых месторождений Мангышлака</b>	<b>240</b>
5.1.	Опыт внедрения и совершенствования интегрированных методов воздействия на продуктивные пласты нефтегазовых месторождений Мангышлака	240
5.1.1.	Опыт внедрения интегрированных МУН на нефтегазовых месторождениях Узень и Карамандыбас	243
5.1.2.	Созданием в 3 - 7 блоках разработки 13-18 горизонтах месторождения Узень селективных системы повышенного давления (ИСПД)	254
5.1.3.	Результаты применения технологии низко концентрированных растворов поверхностно-активных веществ (НПАВ) на месторождении Узень	256
5.1.4.	Опыт внедрения и совершенствования интегрированных МУН на нефтегазовом месторождении Жетыбай	257
5.1.5.	Опыт внедрения и совершенствования интегрированных МУН на нефтегазовом месторождении Каламкас	257
5.1.5.1.	Анализ и оценка эффективности полимерного воздействия на продуктивный пласт месторождения Каламкас	258
5.1.5.2.	Опыт перераспределения фильтрационных потоков на месторождении Каламкас	259

5.1.5.3.	Подготовительные исследования к испытанию технологии ВГВ на месторождении Каламкас	263
5.1.6.	Опыт паротеплового воздействия (ПТВ) на продуктивную залежь месторождения Каражанбас	268
5.2.	Опыт внедрения и совершенствования интегрированных методов воздействия на призабойную зону скважин нефтегазовых месторождений	272
5.2.1.	Опыт воздействия на призабойную зону (ВПЗ) добывающих и нагнетательных скважин месторождения Узень	273
5.2.2.	Опыт воздействия на призабойную зону (ВПЗ) добывающих и нагнетательных скважин месторождения Карамандыбас	275
5.2.3.	Опыт воздействия на призабойную зону (ВПЗ) добывающих и нагнетательных скважин месторождения Жетыбай	276
5.2.4.	Опыт воздействия на призабойную зону (ВПЗ) добывающих и нагнетательных скважин месторождения Каламкас	279
5.2.5.	Сопоставительный анализ результатов проведения ГТМ на месторождениях Мангышлака	281
5.2.6.	Опыт внедрения на скважинах месторождений Мангышлака ремонтно-изоляционных работ (РИР)	284
5.2.6.1.	Пути поступления воды в добывающую скважину	284
5.2.6.2.	Выбор технологии и изоляционного материала при проведении РИР	285
5.2.7.	Промысловые (трассерные) исследования по оценке эффективности и совершенствованию МУН	286
5.2.7.1.	Промысловые (трассерные) исследования по оценке эффективности и совершенствованию МУН	286
5.2.7.2.	Результаты проведения трассерных исследований на скважинах горизонта Ю-IV месторождения Каламкас индикаторным методом	288
5.3.	Опыт внедрения на месторождениях Мангышлака горизонтальных технологий (ГП)	293
5.3.1.	Опыт зарезки боковых горизонтальных стволов (БГС) на месторождениях Мангышлака	293
5.3.2.	Опыт бурения горизонтальных стволов (ГС) на месторождениях Мангышлака	396
<b>Глава 6</b>	<b>Особенности эксплуатации и совершенствования объектов промышленного сбора, подготовки нефти, сточных вод и систем ППД месторождений Мангышлака</b>	<b>302</b>
6.1.	Опыт эксплуатации и совершенствование объектов промышленного сбора месторождений Узень и Карамандыбас	302
6.1.1.	Опыт эксплуатации и совершенствование системы промышленного сбора	304
6.1.2.	Опыт организации предварительного сброса воды на промыслах	309
6.1.3.	Опыт организации предварительного сброса воды непосредственно на ГУ	316
6.1.4.	Опыт эксплуатации и совершенствование объектов товарной подготовки нефти и газа, очистки сточных вод	319
6.1.5.	Опыт эксплуатации и совершенствования утилизации низконапорного попутного газа на ЦППН	323
6.2.	Опыт эксплуатации и совершенствования промышленного сбора, подготовки нефти и сточных вод на месторождении Жетыбай	325
6.2.1.	Рекомендации по организации предварительного сброса воды на промыслах	326
6.2.2.	Рекомендации по внедрению на ЦППН электродегидраторов	326
6.3.	Опыт эксплуатации и совершенствование технологии подготовки нефти, сточных вод и газа на месторождении Каламкас	326

6.3.1.	Опыт эксплуатации и совершенствование технологии подготовки нефти и сточных вод на месторождении Каламкас	327
6.3.2.	Опыт эксплуатации и совершенствование объектов добычи и подготовки природного газа на месторождении Каламкас	328
6.4.	Опыт эксплуатации и совершенствование объектов системы поддержания пластового давления на месторождениях Мангышлака	330
6.4.1.	Опыт эксплуатации и совершенствование объектов системы поддержания пластового давления на месторождениях Узень и Карамандыбас	332
6.4.2.	Опыт эксплуатации и совершенствования объектов системы поддержания пластового давления на месторождении Жетыбай	336
6.4.3.	Опыт эксплуатации и совершенствования объектов системы поддержания пластового давления на месторождении Каламкас	338
6.4.4.	Рекомендации по совершенствованию системы промышленного сбора, подготовки продукции скважин и ППД	341
6.5.	Причины заражения продуктивных пластов сульфатредуцирующими бактериями, отрицательные последствия и способы подавления сульфатредукции	343
6.6.	Рекомендации по чистке от донных осадков аппаратов ОГ-200 объектов УПСВ и ЦППН (на примере месторождения Узень)	347
<b>Глава 7</b>	<b>Методический подход к выявлению причин и преодолению факторов, осложняющих эксплуатацию нефтегазовых месторождений</b>	<b>356</b>
7.1.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО)	361
7.2.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных солеотложением (СО)	362
7.2.1.	Прогнозированию характера проявления СО	363
7.2.2.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных отложениями неорганических солей	366
7.2.3.	Перспективы использования отложений неорганических солей в пласте в качестве потокоотклоняющих технологий	366
7.3.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных жизнедеятельностью СВБ	367
7.3.1.	Элементы добычного комплекса, осложненные СВБ	367
7.3.2.	Способы борьбы с жизнедеятельностью СВБ	368
7.4.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных коррозией	369
7.5.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных мехпримесями	372
7.6.	Способы преодоления осложнений при эксплуатации элементов добычного комплекса, вызванных образованием трудноразрушаемых водонефтяных эмульсий (ТРВНЭ)	377
<b>Глава 8</b>	<b>Совершенствование интегрированных методов увеличения нефтеотдачи нефтегазовых месторождений на поздней стадии разработки</b>	<b>380</b>
8.1.	Состояние работ на месторождениях Мангышлака по применению интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН)	380
8.2.	Методы увеличения нефтеотдачи воздействием на продуктивный пласт интегрированными потокоотклоняющими технологиями	383

8.2.1.	Оценка эффективности разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения вытеснением нефти загущенной водой	385
8.2.2.	Оптимизация разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения вытеснением нефти загущенной водой	386
8.2.3.	Оптимизация технологии водогазового воздействия (ВГВ)	389
8.2.3.1.	Оценка технологической эффективности ВГВ	390
8.2.3.2.	Способы реализации технологии ВГВ	390
8.2.3.3.	Преимущества, недостатки и предварительные критерии ВГВ	390
8.2.3.4.	Варианты реализации технологических схем ВГВ	394
8.2.3.5.	Технологические схемы ВГВ по варианту 3 (совместная закачка в пласт воды и газа)	394
8.2.3.6.	Технологические схемы реализации ВГВ по подвариантам варианта 3	394
8.2.4.	Оптимизация проектных параметров технологии ВГВ	398
8.2.4.1.	Проектирование оптимальных технологических параметров ВГВ по вариантам 1 и 2 (попеременная закачка в пласт воды и газа)	398
8.2.4.2.	Обоснование целесообразности закачки в пласт пенообразной ВГС	399
8.2.4.3.	Проектирование оптимальных параметров технологии ВГВ по варианту 3 (совместная закачка воды и газа) при различных соотношениях объемов газа к воде	401
8.2.4.3.1.	Метод расчета оптимального объема закачиваемой в пласт водогазовой смеси (ВГС) и ее составляющих при реализации ВГВ	401
8.2.4.3.2.	Метод расчета обобщенного гидродинамического градиента давлений потока ВГС в НКТ нагнетательной скважины и давления реализации ВГВ	403
8.2.4.4.	Примеры (численные) расчета процесса ВГВ при различных соотношениях газа к воде ( $k_{ВГВ\text{ пл}}$ ) и схемах реализации технологии	404
8.2.4.5.	Подготовительные работы по испытанию ВГВ на месторождении Каламкас	407
8.2.5.	Новые направления в оптимизации технологии ВГВ	408
8.2.5.1.	Оптимизация проектных параметров технологии ВГВ по плотности вытесняющего рабочего агента равной плотности вытесняемой нефти	408
8.2.5.2.	Оптимизация проектных параметров технологии ВГВ по вязкости вытесняющего рабочего агента (реализация ВГВ в сочетании с загущенной водой)	413
8.2.5.3.	Порядок реализации технологии ВГВ с использованием в качестве водной составляющей загущенную воду	417
8.2.5.4.	Пример (численный) реализации технологии ВГВ с использованием в качестве жидкостной составляющей загущенную воду	420
8.2.6.	Рекомендации к технико-экономической оценке показателей разработки месторождения с применением ВГВ	426
8.3.	Обоснование эффективных условий разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения	428
8.3.1.	Обоснование целесообразности разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения	428
8.3.2.	Оценка величины вязкости пластового флюида нефтегазового месторождения при эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения	431

8.3.3.	Порядок проектирование разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения	434
8.3.4.	Примеры (численные) расчета оптимальных параметров технологического процесса разработки продуктивного пласта нефтегазового месторождения при пластовом давлении ниже давления насыщения	439
8.3.5.	Приложение 8П1 «Определение коэффициентов $a$ и $b$ в линейной зависимости $P_{пл} = f(\mu_{н\ наc\ пл})$ »	448
8.4.	Энергосберегающие технологии получения альтернативных рабочих агентов для поддержания пластового давления (ППД)	451
8.4.1.	Энергосберегающая технология получения в качестве рабочего агента воздуха, обогащенного азотом	451
8.4.2.	Энергосберегающая технология очистки углеводородного газа от сероводорода с последующей закачкой абсорбента в пласт	460
8.4.2.1.	Технологический процесс очистки углеводородного газа от сероводорода	461
8.4.2.2.	Энергосберегающая технология утилизации воды, обогащенной сероводородом в процессе очистки углеводородного газа от сероводорода	466
8.4.3.	Обобщения и выводы к технологиям получения воздуха, обогащенного азотом, и очистки углеводородного газа	467
8.5.	Низкозатратная технология селективное воздействие на призабойную зону пласта	468
8.6.	Совершенствование обустройства нефтегазовых месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией	471
8.6.1.	Совершенствование промыслового обустройства нефтегазовых месторождений, осложненных сульфатредукцией	471
8.6.2.	Оптимизация промыслового обустройства нефтегазовых месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией	487
8.6.2.1.	Пример оптимизация обустройства нефтегазового, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией	593
8.6.2.2.	Пример реализации технологической схема обустройства нефтегазового месторождения, осложненного высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией	493
8.7.	Оптимизации проекта разработки и системы обустройства углеводородного месторождения на морском шельфе	498
8.7.1.	Метод оптимизации проекта разработки и системы обустройства углеводородного месторождения на морском шельфе	506
8.7.2.	Пример (численный) оптимизации проекта разработки и системы обустройства углеводородного месторождения на морском шельфе	510
8.7.3.	Последовательность операций по реализации метода оптимизации проекта разработки и системы обустройства углеводородного месторождения на морском шельфе	521
8.8.	Самоочищающийся резервуар для сбора, отстоя и хранения водонефтяной эмульсии, нефти, сточной воды и способ его очистки от нефтешлама	525
	Заключение	529
	Литература	536
	Оглавление	541