

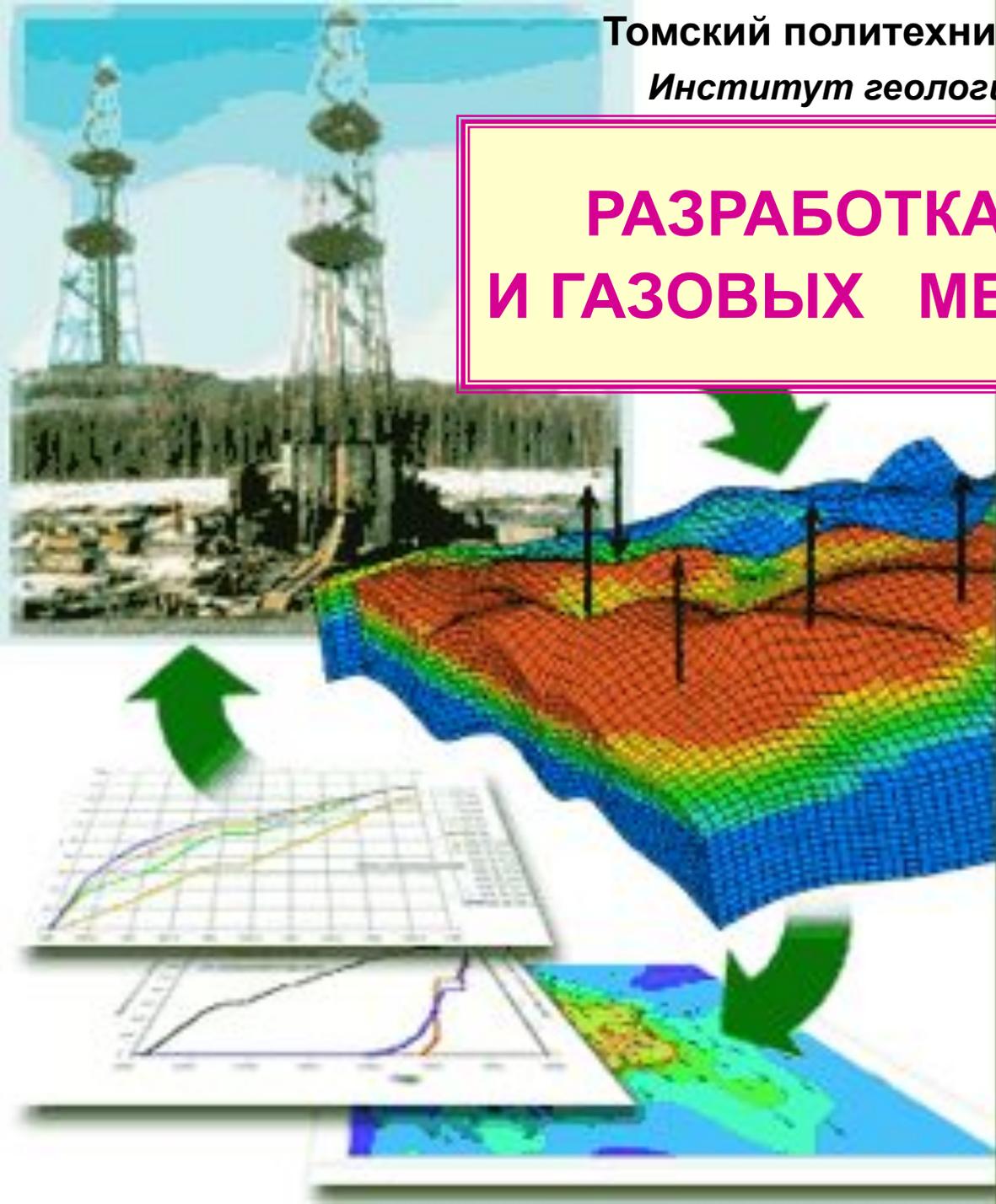
Томский политехнический университет
Институт геологии и нефтегазового дела

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Презентация учебного
курса для студентов
направления 130500
«Нефтегазовое дело»
(бакалавры)

*КАФЕДРА
геологии и разработки
нефтяных
месторождений*

Подготовил
проф. каф. ГРНМ
РОСЛЯК
Александр Тихонович



Разработка нефтяных и газовых месторождений - комплексная область знаний, включающая научно обоснованный **выбор систем и технологий** разработки месторождений, **моделирование** и **расчеты** процессов вытеснения нефти и газа из пластов, определение рациональной **системы воздействия** на пласт, **прогнозирование показателей** разработки месторождения, **планирование** и реализацию выбранного метода разработки, **проектирование** и **регулирование** разработки месторождений.

ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ

Современное развитие нефтедобывающей промышленности России характеризуется ухудшением структуры запасов нефти. Все больший объем стали занимать **трудноизвлекаемые** запасы, эффективность выработки которых может быть достигнута лишь при условии применения **новых технологий** повышения нефтеотдачи пластов. Роль последних в сложившейся ситуации значительно возрастает, так как увеличение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях России всего лишь на **один процент** равносильно открытию нескольких крупных месторождений, которые могут обеспечить 2,5 – 3 – летнюю добычу нефти по стране.

Особенности современного этапа развития нефтяной промышленности в России

Учитывая то обстоятельство, что крупные месторождения России вошли в позднюю стадию разработки с круто падающей добычей, главным условием стабилизации добычи нефти и дальнейшего развития нефтяной промышленности России становится **разработка и внедрение новых высокоэффективных технологических решений** увеличения извлечения нефти из низкопродуктивных и трудноизвлекаемых запасов. В этих условиях разработка нефтяных и газовых месторождений как самостоятельная учебная дисциплина и область знаний приобретает решающее значение в подготовке высококвалифицированных специалистов для нефтедобывающей промышленности России.

Историческая справка

Решающую роль в создании разработки нефтяных месторождений как самостоятельной области науки и учебной дисциплины сыграла основополагающая работа **А. П. Крылова, Ч. М. Глоговского, М. Ф. Мирчинка, Н. М. Николаевского и Л. А. Чарного** **“Научные основы разработки нефтяных месторождений”**, вышедшая в свет в 1948 г. В этой работе была дана первая формулировка основного принципа разработки, заложен фундамент проектирования разработки нефтяных месторождений, решен ряд важных задач подземной гидромеханики, а наука о разработке нефтяных месторождений представлена как **комплексная область знаний, использующая достижения нефтяной геологии и геофизики, подземной гидродинамики, эксплуатации скважин и прикладной экономики.**

Разработка нефтяных месторождений — интенсивно развивающаяся область науки. Дальнейшее ее развитие будет связано с применением **новых технологий** извлечения нефти из недр, **новых методов** распознавания характера протекания внутрипластовых процессов, **управлением разработкой** месторождений, использованием совершенных методов **планирования разведки и разработки** месторождений с учетом данных смежных отраслей народного хозяйства, применением **автоматизированных систем управления** процессами извлечения полезных ископаемых из недр, развитием методов детального учета строения пластов и характера протекающих в них процессов на основе **детерминированных моделей**, реализуемых на мощных ЭВМ.

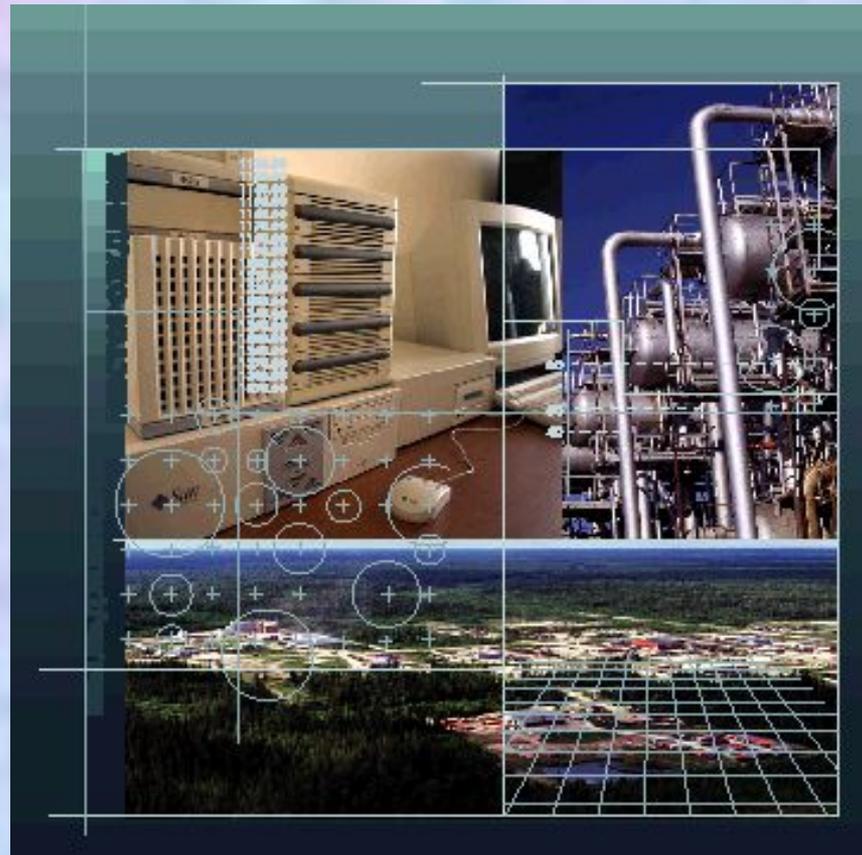
В курсе разработки нефтяных и газовых месторождений комплексно используют многие важные положения геологии, геофизики, физики пласта, подземной гидродинамики, механики горных пород, технологии эксплуатации скважин и систем добычи нефти, экономики и планирования.



Вместе с тем **разработка нефтяных и газовых месторождений** — это не конгломерат геологии, подземной гидромеханики, технологии добычи нефти и экономики, а **самостоятельная область науки и инженерная дисциплина**, имеющая свои специальные разделы, связанные с учением о системах и технологиях разработки месторождений, планированием и реализацией основного принципа разработки, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Наиболее полное извлечение нефти, газа и конденсата из месторождений — главное направление рационального использования недр.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ

составления проектных технологических документов на разработку
нефтяных и газонефтяных месторождений

РД 153-39-007-96

взамен РД 39-0147035-207-86

РАЗРАБОТАН

ОАО "Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П.Крылова (ВНИИ)" с участием рабочей группы специалистов нефтяных предприятий, Минтопэнерго Российской Федерации

СОГЛАСОВАН

Госгортехнадзором Российской Федерации, Роскомнедра

ВНЕСЕН

Главным управлением разработки и лицензирования месторождений

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Минтопэнерго Российской Федерации

ВЗАМЕН

РД 39-0147035-207-86

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

- 1. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений/ Миннефтепром. - М., 1987.**
- 2. Регламент составления проектов и технологических схем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 39-0147035- 207-86 / Миннефтепром. - М., 1986. - 105 с.**
- 3. Положение о порядке составления, рассмотрения и утверждения технологической проектной документации на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 39-0147035-215-86/ Миннефтепром М., 1986.**
- 4. Методические указания по проведению авторских надзоров за реализацией проектов и технологических схем разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-203-87. - М., 1986.**
- 5. Методическое руководство по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-205-86. - М., 1985. - 144 с.**
- 6. Методические указания по проведению геолого-промыслового анализа разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 39-0147035-202-87. - М., 1987. - 46 с.**
- 7. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - М., 1983.**

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЦКР Минтопэнерго РФ - Центральная комиссия по разработке Минтопэнерго РФ

НИПИ - научно-исследовательский проектный институт

ГКЗ РФ - Государственная комиссия по запасам Российской Федерации

ЦКЗ-нефть Роскомнедра - Центральная комиссия по запасам нефти Роскомнедра

ВНК - водонефтяной контакт

ГНК - газонефтяной контакт

ГВК - газоводяной контакт

ГИС - геофизические исследования скважин

ГДИ - гидродинамические исследования

ВСП - вертикальное сейсмическое профилирование

КВУ - кривая восстановления уровня

КВД - кривая восстановления давления

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

ЧНЗ - чисто нефтяная зона

ГНЗ - газонефтяная зона

ВНЗ - водонефтяная зона

ГВНЗ - газоводонефтяная зона

КИН - коэффициент извлечения нефти

РИР - ремонтно-изоляционные работы

ГРП - гидравлический разрыв пласта

ППД - поддержание пластового давления

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ЦГЭ - Центральная геофизическая экспедиция

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ТЭО - технико-экономическое обоснование

МУН - методы увеличения нефтеотдачи

САПР - система автоматизации проектирования разработки

ПДС - полимердисперсная система

ПОРЯДОК СОСТАВЛЕНИЯ И УТВЕРЖДЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ ДОКУМЕНТОВ НА ВВОД В РАЗРАБОТКУ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разведанные месторождения или части месторождений нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения, согласно действующим нормативным документам, при соблюдении следующих основных условий:

1) Осуществлена пробная эксплуатация разведочных скважин или опытно-промышленная разработка представительных участков месторождения.

2) Балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов утверждены **ГКЗ (государственной комиссией по запасам) РФ, и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата.**

Проектирование и ввод в разработку месторождений с извлекаемыми запасами нефти до 3 млн.т и газа до 3 млрд.м³ осуществляются на базе запасов, принятых **ЦКЗ-нефть Роскомнедра;**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

3) утвержденные балансовые запасы нефти, газа и конденсата, а также запасы содержащихся в них компонентов, используемые при составлении проектных документов на промышленную разработку, должны составлять **не менее 80% категории С1 и до 20% категории С2**. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений нефти и газа при наличии запасов категории С2 более 20% устанавливается в исключительных случаях ГКЗ РФ при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

4) Состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения, дебиты нефти, газа и конденсата, гидрогеологические, геокриологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления **технологической схемы** разработки месторождения.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

5) В районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

6) Имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод.

7) Составлены рекомендации по разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды, обеспечению безопасности проведения работ.

8) Утверждены **технологические проектные документы на промышленную разработку (технологическая схема или проект)** и проектно- сметная документация на обустройство, предусматривающие утилизацию нефтяного газа, газового конденсата в случае установления их промышленного значения.

9) **Получена лицензия на право пользования недрами.**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

*Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные (промышленные) категории **A, B, C₁** и предварительно оцененные—категория **C₂**.*

Категория A - запасы залежи (ее части), изученной с детальностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи; эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств; нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки.

Запасы **категории A** подсчитываются по залежи (ее части) разбуренной в соответствии с **утвержденным проектом разработки** месторождения нефти или газа.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Категория В - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках.

Запасы **категории В** подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с **утвержденной технологической схемой** разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С1 - запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах **промышленных притоков нефти или газа** (часть, скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах.

Запасы **категории С1** подсчитываются по результатам геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных **для составления технологической схемы** разработки месторождения нефти или **проекта опытно-промышленной разработки** месторождения газа.

Категория С2 - запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований.

Запасы **категории С2** используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

Категория С3 - перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными данным района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Технологические проектные документы служат основой для составления проектов обоснования инвестиций и ТЭО проектов, проектов обустройства месторождений, технических проектов на строительство скважин, схем развития и размещения нефтегазодобывающей промышленности района, разработки годовых и перспективных прогнозов добычи нефти и газа, объемов буровых работ и капиталовложений, геолого-технических мероприятий, внедряемых на месторождении.

Технологическими проектными документами являются:

- проекты пробной эксплуатации;**
- технологические схемы опытно-промышленной разработки;**
- технологические схемы разработки;**
- проекты разработки;**
- уточненные проекты разработки (доработки);**
- анализы разработки.**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Проектные технологические документы на разработку месторождений и дополнения к ним рассматриваются и утверждаются ЦКР (центральной комиссией по разработке) Минтопэнерго РФ, а также территориальными Комиссиями, создаваемыми по согласованию с Минтопэнерго РФ.

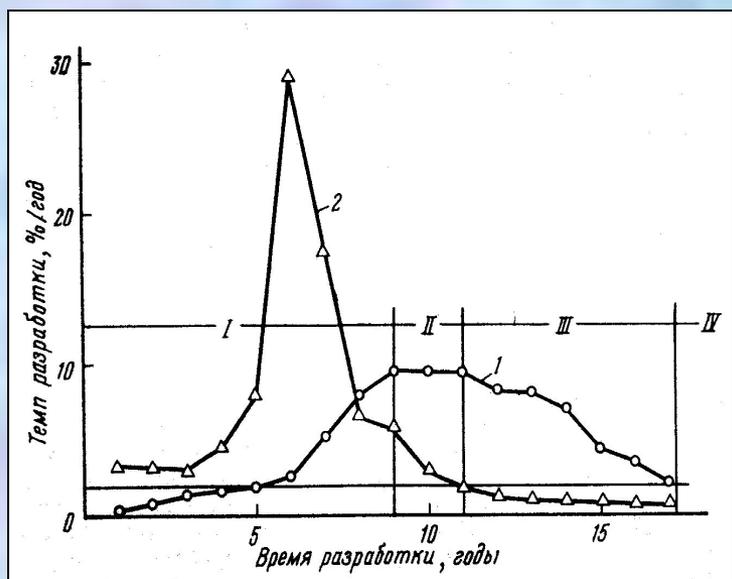
Проекты пробной эксплуатации составляются для месторождений, разведка которых не закончена или при отсутствии в достаточном объеме исходных данных для составления технологической схемы разработки. **Проект пробной эксплуатации** месторождения составляется по данным его разведки, полученным в результате исследования, опробования, испытания и пробной эксплуатации разведочных скважин.

Технологические схемы опытно-промышленной разработки составляются как для объектов в целом или участков месторождений, находящихся на любой стадии промышленной разработки, так и для вновь вводимых месторождений в целях проведения промышленных испытаний новой для данных геолого-физических условий системы или технологии разработки.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Технологическая схема разработки является проектным документом, определяющим предварительную систему промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом скважин. **Технологические схемы разработки** составляются по данным разведки и пробной эксплуатации.



Проект разработки является основным документом, по которому осуществляется комплекс технологических и технических мероприятий по извлечению нефти и газа из недр, контролю над процессом разработки.

Проекты разработки составляются после завершения бурения **70%** и более основного фонда скважин по результатам реализации технологических схем разработки с учетом уточненных параметров пластов.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Уточненные проекты разработки составляются на поздней стадии разработки после извлечения основных извлекаемых (порядка 80%) запасов нефти месторождения в соответствии с периодами планирования. В уточненных проектах по результатам реализации проектов и анализа разработки предусматриваются мероприятия по интенсификации и регулированию процесса добычи нефти, по увеличению эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.

Анализ разработки осуществляется по разрабатываемым месторождениям в целях определения эффективности применяемой технологии разработки, выработки запасов по площади и разрезу, объектов разработки и определения мер, направленных на совершенствование систем разработки и повышение их эффективности.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

Составление технологических проектных документов на промышленную разработку нефтяных и газонефтяных месторождений является **комплексной научно-исследовательской работой**, требующей творческого подхода, учета передового отечественного и зарубежного опыта, современных достижений науки и практики разработки (нефтепромысловой геологии, физико-химии пласта и подземной гидродинамики), компьютерных методов, технологии и техники строительства и эксплуатации скважин, обустройства промыслов, экономико-географических факторов, требований охраны недр и окружающей среды.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В проектных документах на разработку обосновываются:

- выделение эксплуатационных объектов;**
- системы размещения и плотность сеток добывающих и нагнетательных скважин;**
- выбор способов и агентов воздействия на пласты;**
- порядок ввода объекта в разработку;**
- способы и режимы эксплуатации скважин;**
- уровни, темпы и динамика добычи нефти, газа и жидкости из пластов, закачки в них вытесняющих агентов, обеспечивающие наиболее полную выработку;**
- вопросы повышения эффективности реализуемых систем разработки заводнением;**
- вопросы, связанные с особенностями применения физико- химических, тепловых и других методов повышения нефтеизвлечения из пластов;**
- выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования;**

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В проектных документах на разработку обосновываются:

- мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин;
- требования к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин;
- требования к системам поддержания пластового давления (ППД) и качеству используемых агентов;
- требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин;
- мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки;
- комплекс геофизических и гидродинамических исследований скважин;
- мероприятия по охране недр и окружающей среды, технике безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности с учетом состояния окружающей среды;
- объемы и виды работ по доразведке месторождения;
- вопросы, связанные с опытно-промышленными испытаниями новых технологий и технических решений.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В **технологических схемах** число расчетных **вариантов** должно быть **не менее трех**, а в **проектах** и **уточненных проектах** разработки – не **менее двух** вариантов.

В каждом из вариантов разработки устанавливается проектный уровень добычи нефти по месторождению, период стабильной добычи из условия, чтобы величины максимальной и минимальной добычи за этот период не отличались более чем на 2-5% от проектного уровня.

Во всех проектных документах один из рассматриваемых вариантов разработки выделяется в качестве **базового варианта**. Им, как правило, является утвержденный вариант разработки по последнему проектному документу с учетом изменения величины запасов нефти.

Во всех рассматриваемых вариантах разработки в технологических схемах и проектах разработки предусматривается **резервный фонд скважин**. Число резервных скважин обосновывается и в технологических схемах может составлять 10-25% основного фонда скважин, в проектах – до 10%.

Проектирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений

Порядок составления и утверждения проектных документов на ввод в разработку нефтяных и газонефтяных месторождений

В технологических схемах и проектах разработки обосновывается возможность или необходимость применения методов повышения нефтеизвлечения или необходимость их опытно-промышленных испытаний.

Экономические показатели

вариантов разработки определяются с использованием действующих в Минтопэнерго РФ методов экономической оценки на основе рассчитанных технологических показателей и системы рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев

В технологических схемах и проектах разработки должны предусматриваться наиболее прогрессивные системы разработки и передовая технология нефтедобычи, обеспечивающие достижение или превышение утвержденной величины коэффициента извлечения нефти.

СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Нефтяные и нефтегазовые месторождения - это скопления углеводородов в земной коре, приуроченные к одной или нескольким **локализованным геологическим структурам**, т.е. структурам, находящимся вблизи одного и того же **географического пункта**.

Залежью называется естественное локальное единичное скопление нефти в одном или нескольких сообщающихся между собой **пластах-коллекторах**, т. е. в горных породах, способных **вмещать** в себе и **отдавать** при разработке нефть.

Места скопления природного газа в свободном состоянии в порах и трещинах горных пород называются **газовыми залежами**. Если газовая залежь является рентабельной для разработки, т. е. когда сумма затрат на добычу, транспорт и использование газа меньше полученного экономического эффекта от его применения, то она называется **промышленной**.

Газовым месторождением обычно называют одну залежь или группу залежей, расположенных на **одной территории**.

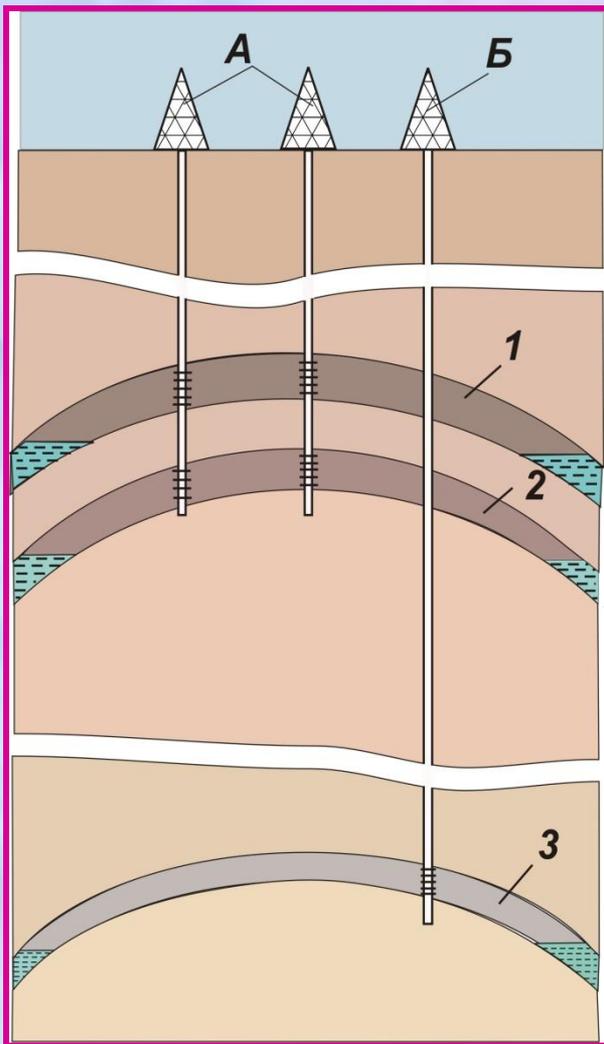
Системой разработки месторождения называется совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих:

- объекты разработки;
- последовательность и темп их разбуривания и обустройства;
- наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа;
- число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин;
- число резервных скважин;
- управление разработкой месторождения;
- охрану недр и окружающей среды.

Построить систему разработки месторождения означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений.

Объект разработки — это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее **промышленные запасы углеводородов**, извлечение которых из недр осуществляется при помощи **определенной группы скважин**.

СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Геолого-физические свойства	Пласт		
	1	2	3
Извлекаемые запасы нефти, млн. тонн	200	50	70
Толщина пласта, м	10	5	15
Проницаемость, 10^{-2} мкм ²	100	150	500
Вязкость нефти, 10^{-2} Па·с	50	60	3

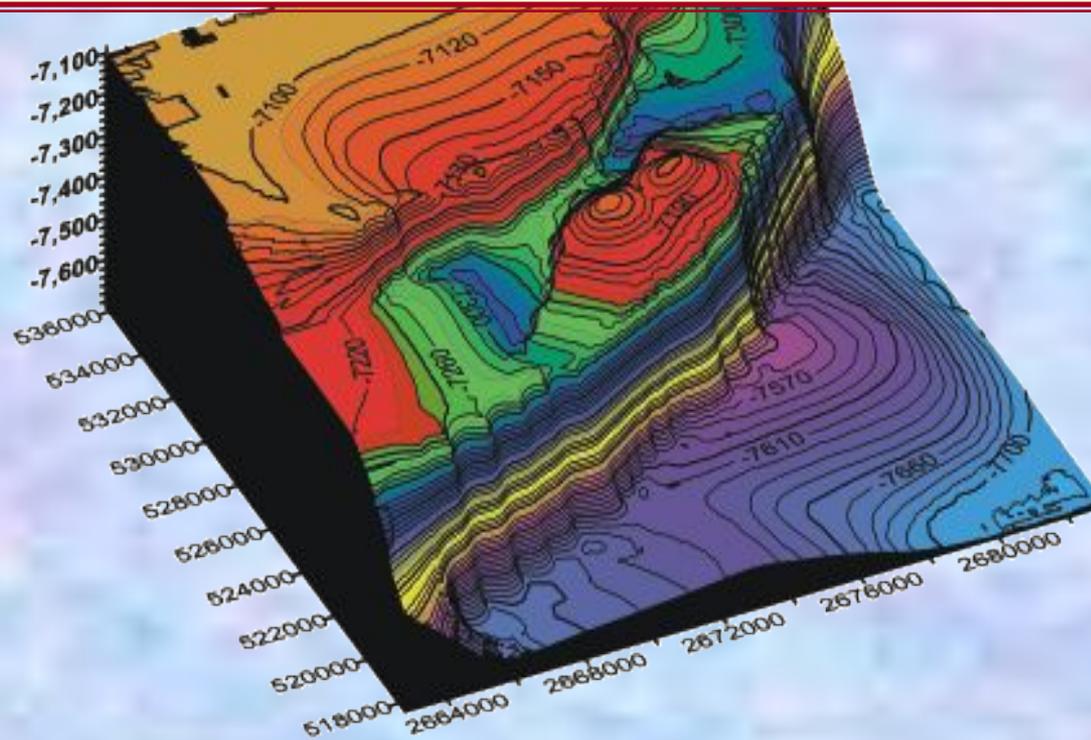
Пласты 1 и 2 объединяются в один объект разработки (А)

Пласт 3 разрабатывается своей группой скважин (Б)

Основной принцип выделения конкретного объекта разработки – это объединение в один объект пластов со сходными (близкими) характеристиками по следующим факторам:

- 1. Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа.**
- 2. Физико-химические свойства нефти и газа.**
- 3. Фазовое состояние углеводородов и режим пластов.**
- 4. Условия управления процессом разработки месторождений.**
- 5. Техника и технология эксплуатации скважин.**

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ, ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ



ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ГАЗА

Нефть и нефтяной газ - это смесь углеводородов (соединений углерода с водородом). В зависимости от состава смеси одни углеводороды при нормальных условиях (760 мм. рт. ст. и $t = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$) находятся в газообразном состоянии (природный и нефтяной газы), другие в жидком (нефть) и имеются углеводороды, которые находятся в твердом состоянии (парафины, содержащиеся почти во всех нефтях). В среднем в нефти содержится 82-87% углерода (С), 11-14% водорода (Н) и 0.4-1.0% примесей - соединений, содержащих кислород, азот, серу, асфальтовые и смолистые вещества.

Плотность характеризуется массой вещества, приходящейся на единицу объема. Плотность нефти при нормальных условиях колеблется от 700 (газовый конденсат) до 980 и даже 1000 кг/м³. Легкие нефти с плотностью до 880 кг/м³ наиболее ценные, т.к. обычно в них содержится больше бензиновых и масляных фракций.

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ

Плотность характеризует количество массы вещества, в единице объёма [**кг/м³**; **г/см³**]:

$$\rho = \frac{M}{V}$$

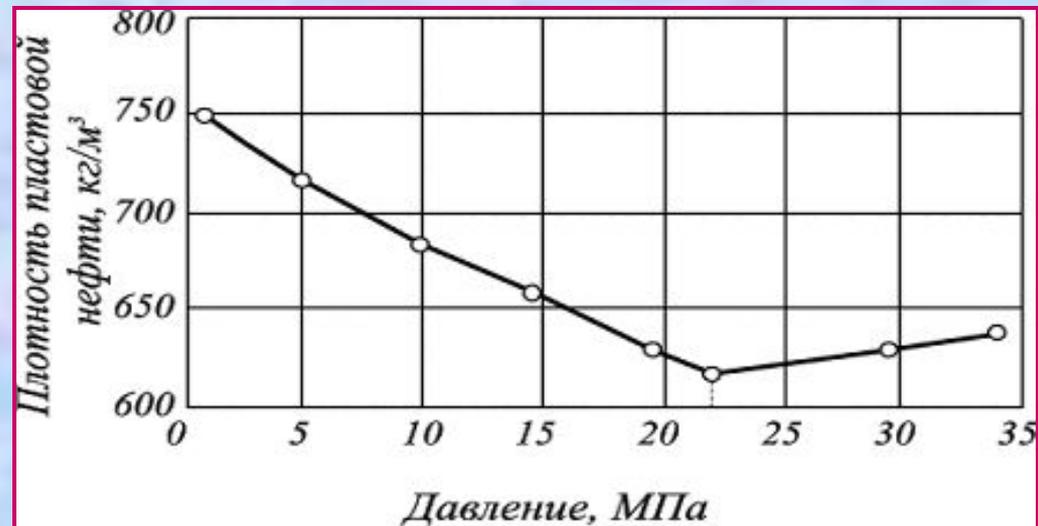
Плотность **пластовой** нефти 780 – 840 кг/м³ ($\rho_{\text{ср}} = 800$ кг/м³)

Плотность **дегазированной** нефти 840 – 870 кг/м³ ($\rho_{\text{ср}} = 859$ кг/м³)

лёгкие (800–860 кг/м³)

средние (860–900 кг/м³)

тяжелые (900–940 кг/м³)



Основные свойства нефти и газа

В зависимости от преобладания в нефтяных газах легких (метан, этан) или тяжелых (пропан и выше) углеводородов газы разделяются на **сухие и жирные**.

Сухим газом называют природный газ, который не содержит тяжелых углеводородов или содержит их в незначительных количествах.

Жирным газом называют газ, содержащий тяжелые углеводороды в таких количествах, когда из него целесообразно получать сжиженные газы или газовые бензины.

На практике принято считать **жирным газом** такой, в 1 м^3 которого содержится **более 60г газового бензина**.

Основные свойства нефти и газа

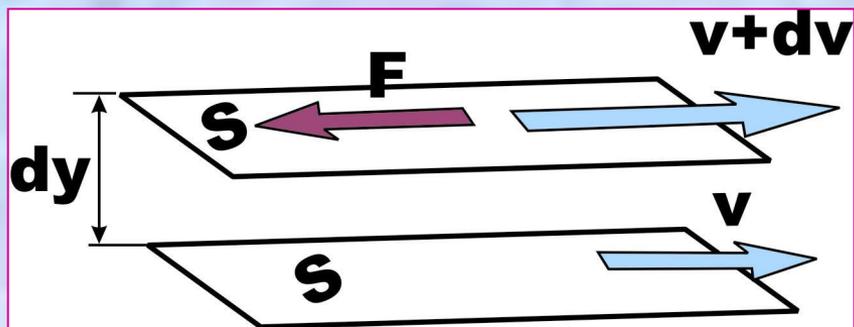
ВЯЗКОСТЬ

Вязкость - свойство жидкости сопротивляться взаимному перемещению ее частиц при движении.

Различают **динамическую** и **кинематическую** вязкости.

Закон Ньютона

$$F = \mu S \frac{dv}{dy}$$



За единицу **динамической вязкости** принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в **1Н** (Ньютон) на площади **1 м²** между слоями, движущимися на расстоянии **1 м** с относительной скоростью **1м/сек.**

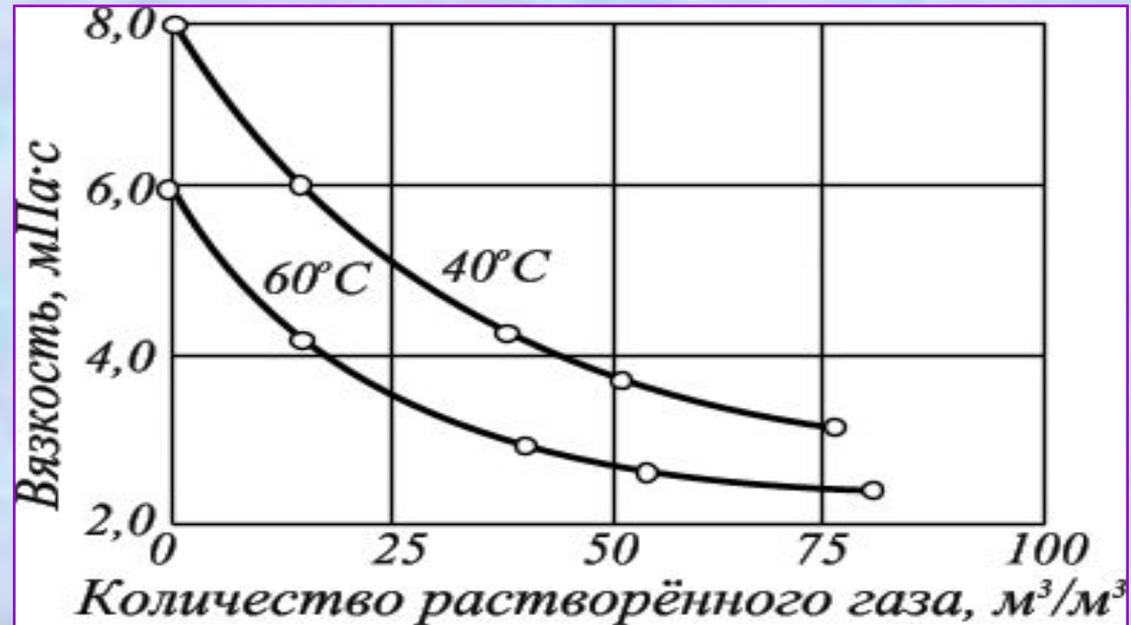
Размерность динамической вязкости:
[μ]=Па·с. (Паскаль-секунда).

Кинематическая вязкость - отношение динамической вязкости к плотности, измеряется в **м²/с.**

Основные свойства нефти и газа

ВЯЗКОСТЬ

С повышением температуры вязкость нефти (как и любой другой жидкости) уменьшается. С увеличением количества растворенного газа в нефти вязкость нефти также значительно уменьшается.



Вязкость нефтей добываемых в России в зависимости от характеристики и температуры изменяется от 1 до нескольких десятков мПа·с (0.1-0.2 Па·с) и более.

Основные свойства нефти и газа

Объемный коэффициент нефти

Объемный коэффициент нефти – отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях. Он показывает, какой объем имел бы 1 м³ дегазированной нефти в пластовых условиях.

$$b = \frac{V_{\text{Н.пл}}}{V_{\text{Н.д}}}$$

Для всех нефтей $b > 1$. Наиболее характерные величины 1.2 – 1.8

При сепарации газа происходит уменьшение объема пластовой нефти, которое оценивается **коэффициентом усадки**.

$$\varepsilon = \frac{V_{\text{Н.пл}} - V_{\text{Н.д}}}{V_{\text{Н.пл}}} = \frac{b - 1}{b}$$

Величина, обратная b называется **пересчетным коэффициентом**. Он служит для приведения объема пластовой нефти к объему нефти на поверхности.

$$\theta = 1/b = 1 - \varepsilon;$$

$$\varepsilon = 1 - \theta = (b - 1)/b.$$

Основные свойства нефти и газа

Коэффициент сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости нефти – относительное изменение объема пластовой нефти при изменении давления на единицу.

Он характеризует упругость нефти:

$$\beta_{\text{H}} = \frac{1}{V_0} \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{1}{\Delta P} \frac{b_1 - b_2}{b_1}, \quad \text{Размерность} \quad [\beta_{\text{H}}] = [\text{Па}^{-1}]$$

Где V_0 - первоначальный объем нефти;

ΔV - изменение объема нефти при изменении давления на ΔP ;

b_1 и b_2 - объемные коэффициенты пластовой нефти для начальных и текущих давлений.

Для большинства пластовых нефтей его величина $(6 \div 18) \cdot 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}$

Основные свойства нефти и газа

Плотность природных газов зависит от их состава. Наиболее легким компонентом является метан (CH_4). Его плотность при стандартных условиях составляет $0,67 \text{ кг/м}^3$.

В расчетах часто пользуются понятием относительной плотности газа — отношением плотности газа к плотности воздуха при тех же условиях:

$$\bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_v$$

Относительная плотность природного газа равна $0,56 — 0,6$, а газов, добываемых вместе с нефтью, — $0,7 — 0,8$ или даже более единицы.

Растворимость

В первом приближении для низких давлений и температур растворимость природных газов в жидкости может быть выражена по закону Генри следующим образом:

$$V = \alpha p$$

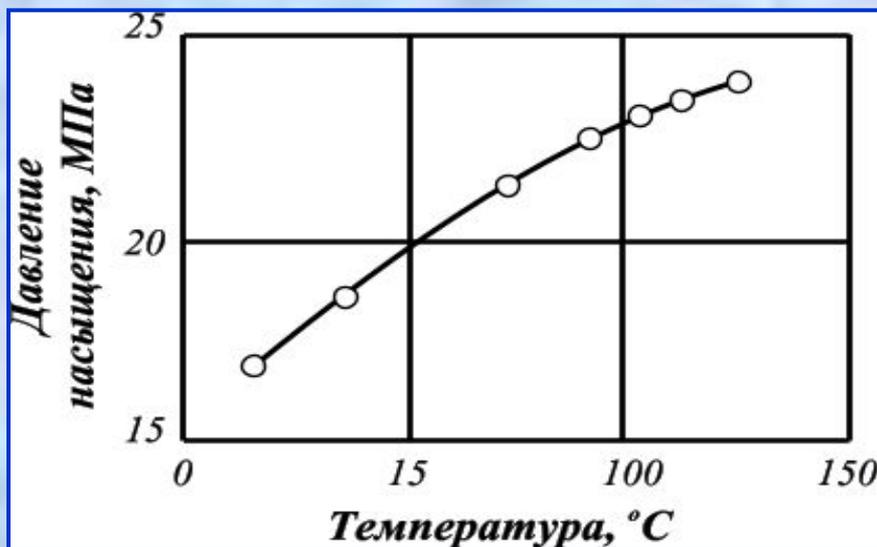
где V — объем растворенного газа в единице объема жидкости, $\text{м}^3 / \text{м}^3$

α — коэффициент растворимости газа при данной температуре; p — давление, Па. Размерность $[\alpha] = \text{м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Давлением насыщения пластовой нефти называют **максимальное** давление, при котором растворённый газ начинает выделяться из нефти при изотермическом её расширении в условиях термодинамического равновесия.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и газа в залежи, от их состава, от пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) давление насыщения увеличивается. С ростом в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти (азот), давление насыщения также увеличивается.



$$p_{пл} = p_{нас}$$

полностью насыщена газом

$$p_{пл} - p_{нас} = 0 \div 33 \text{ МПа}$$

недонасыщена

Основные свойства нефти и газа

Уравнение состояния газов

Уравнение состояния связывает давление, температуру и объем газа, представленного в виде физически однородной системы при условиях термодинамического равновесия.

Для идеальных газов согласно уравнению Клапейрона— Менделеева

$$pV = GRT$$

где p — давление, Па; V — объем газа, м³; G — масса газа, кг; R — газовая постоянная, Дж/(кг · К); T — абсолютная температура, К. Идеальным называют газ, силами взаимодействия между молекулами которого можно пренебречь.

Газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кг идеального газа в изобарическом процессе при увеличении температуры газа на 1 К.

При инженерных расчетах обычно используют уравнение Клапейрона — Менделеева, в которое вводят коэффициент сверхсжимаемости газа z :

$$pV = zGRT$$

Значение z зависит от давления, температуры и состава газа.

Пластовые воды

Подошвенными (краевыми) принято называть воды, занимающие поры коллектора под залежью и вокруг нее.

Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к водоносным, пластам, залегающим выше и ниже нефтяного пласта.

Воду, оставшуюся со времени образования залежи называют **остаточной**. В пористой среде она существует в виде:

- Капиллярно связанной воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- Адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности частиц пористой среды;
- Пленочной воды, покрывающей, гидрофильные участки поверхности твердой фазы;
- Свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (мениски на поверхности раздела вода-нефть, вода-газ).

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРОВ

Коллекторами нефти и газа называются такие породы, которые способны **вместать** нефть и газ и **отдавать** их при разработке.

П О Р И С Т О С Т Ъ

Различают **физическую** или **абсолютную** пористость, пористость насыщения, которые не зависят от формы пустот; и **эффективную** или **полезную** пористость, зависящую от формы пустот.

Эффективную или **полезную** пористость характеризует только объем тех поровых пространств, через которые возможно движение жидкости (воды, нефти) или газа под воздействием тех или иных сил, **соизмеримых с силами, возникающими при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.**

Коэффициент пористости – отношение объема пор $v_{пор}$ в породе к ее объему V

$$m = v_{пор} / V$$

Физические свойства коллекторов

П О Р И С Т О С Т Ъ

В нефтяных и газовых коллекторах пористость песков колеблется в пределах 0,2 – 0,25, а песчаников – от 0,1 до 0,3.

Промышленные притоки газа получены из коллекторов с пористостью менее 0,05.

Пористость пластов может изменяться в вертикальном и в горизонтальном направлениях: в горизонтальном направлении или по простирацию пласта значение ее изменяется постепенно и, наоборот, в вертикальном или поперек мощности и слоистости пласта — резко.

На основании полученных средних значений пористости по отдельным скважинам строят специальные карты пористости по пласту, на которых соответствующими изолиниями соединяют участки с одинаковыми значениями пористости.

Физические свойства коллекторов

НЕФТЕ-, ГАЗО-, ВОДОНАСЫЩЕННОСТЬ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Коэффициентом **нефтенасыщенности** (**газонасыщенности**) коллектора называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Коэффициентом **водонасыщенности** коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Указанные коэффициенты связаны следующими соотношениями:

для нефтенасыщенного коллектора

$$S_H + S_{CB} = 1$$

для газонасыщенного коллектора

$$S_G + S_{CB} = 1$$

для коллектора, содержащего нефть и газ

$$S_G + S_H + S_{CB} = 1$$

Соотношение коэффициентов эффективной пористости и водонасыщенности:

$$m_{эф} = m \cdot (1 - S_{CB})$$

Физические свойства коллекторов

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость коллектора — параметр, характеризующий его способность пропускать жидкость или газ. Как и пористость проницаемость не постоянная величина и изменяется по площади пласта и по пластованию.

Абсолютной называется проницаемость при фильтрации через породу одной какой-либо жидкости (нефти, воды) при полном насыщении пор этой жидкостью. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

Фазовой или **эффективной** называется проницаемость, определенная для какого-либо одного из компонентов при содержании в порах других сред.

Отношение фазовой проницаемости к абсолютной называется **относительной проницаемостью**.

Проницаемость

Количественной характеристикой проницаемости служит **коэффициент проницаемости**, являющийся коэффициентом пропорциональности в линейном законе фильтрации – **законе Дарси**.

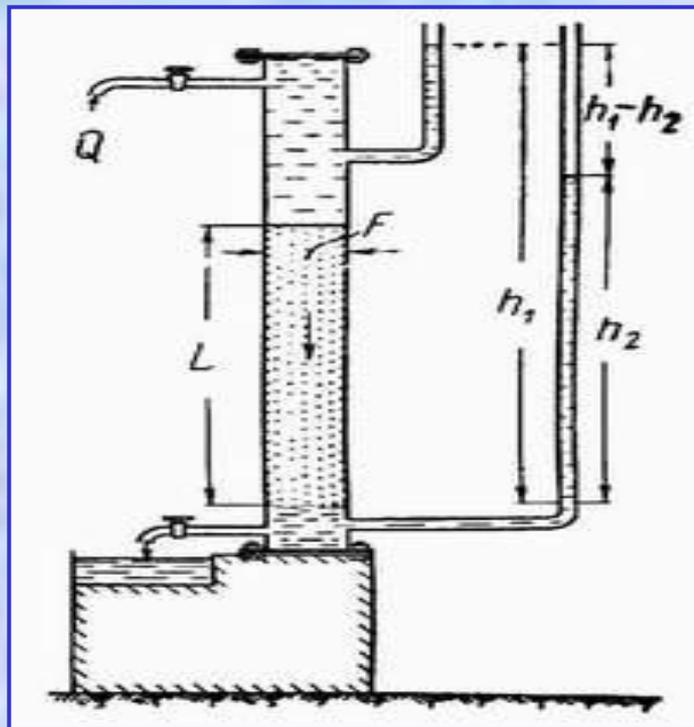
Закон Дарси:

скорость фильтрации v прямо пропорциональна градиенту давления $\Delta p / \Delta l$ (перепаду давления, действующему на единицу длины) в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости μ фильтрующегося газа или жидкости

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

Q - объемный расход жидкости или газа,

F - площадь фильтрации.



Проницаемость

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это **величина площади сечения** каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

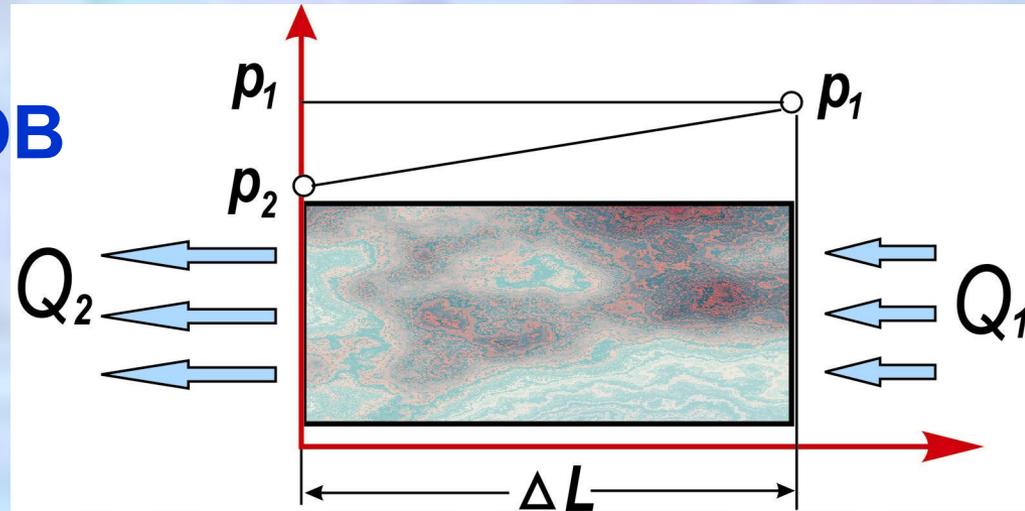
За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3 / \text{с}$.

За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3 / \text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 10^5 \text{ Па}$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$, получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} (\text{м}^3 / \text{с}) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2} (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОВ

Газ – сжимаемая система и при уменьшении давления по длине образца **объёмный расход газа увеличивается.**



$$k = \frac{\bar{Q}_r \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

Закон Бойля-Мариотта \Rightarrow при $T = const$, $pV = const$

$$p_{cp} V_{cp} = p_0 V_0 = p_1 V_1 = p_2 V_2 \quad p_{cp} = \frac{p_1 + p_2}{2}, \quad \bar{Q}_r = \frac{V_{cp}}{t}$$

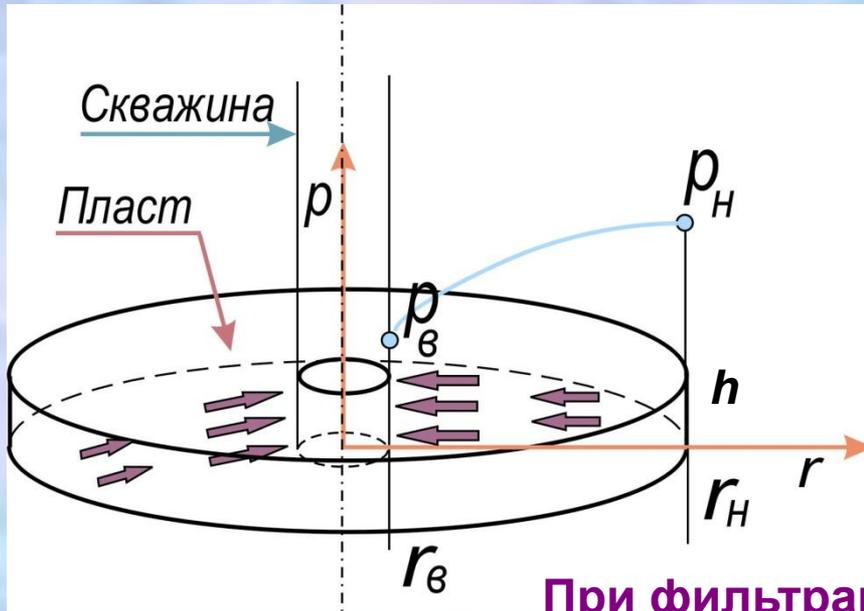
$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}$$

Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F}$$

Проницаемость

РАДИАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ



$$Q = \frac{2\pi h k_{i\delta} (D_i - D_a)}{\mu \ln \frac{r_i}{r_a}}$$

При фильтрации жидкости

$$k_{i\delta} = \frac{Q_{\mathcal{E}} \mu_{\mathcal{E}} \ln \frac{r_i}{r_a}}{2\pi h (P_i - P_a)}$$

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{i\delta} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} \Rightarrow \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \int_{r_a}^{r_i} \frac{dr}{r} = \frac{k_{i\delta}}{\mu} \int_{P_a}^{D_i} dP$$

При фильтрации газа

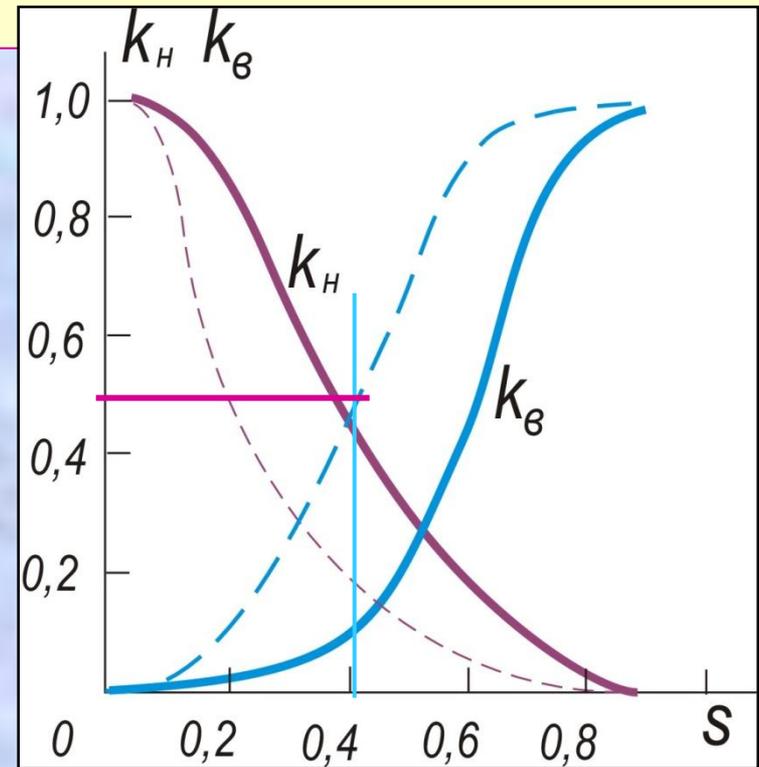
$$k_{ip} = \frac{\mu_{\mathcal{A}} \overline{Q_{\mathcal{A}}} \ln \frac{r_i}{r_a}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (\delta_i - \delta_a)} = \frac{\mu_{\mathcal{A}} Q_0 \ln \frac{r_i}{r_a}}{\pi \cdot h \cdot (\delta_i^2 - \delta_a^2)}$$

Проницаемость

Эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от **нефте-, газо- и водонасыщенности** порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

При содержании воды в нецементированном песке до 26–28 % относительная проницаемость для неё остается равной нулю. Для других пород: песчаников, известняков, доломитов, процент остаточной водонасыщенности, как неподвижной фазы, еще выше.

При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 %, относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю

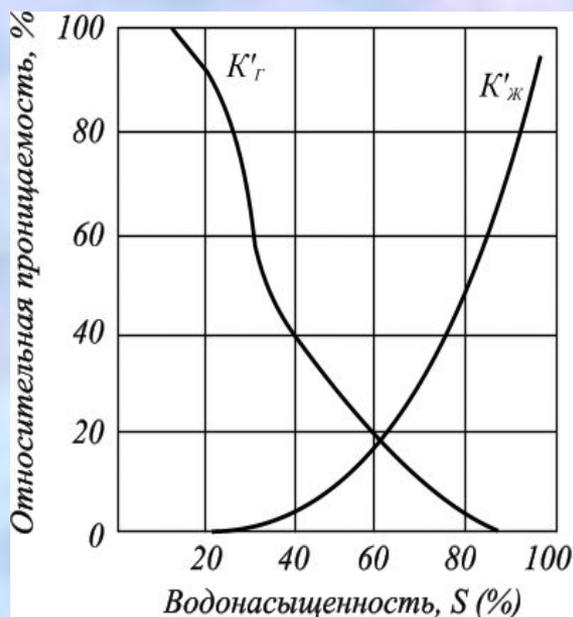


$$k_n = \frac{k_{nф}}{k}$$

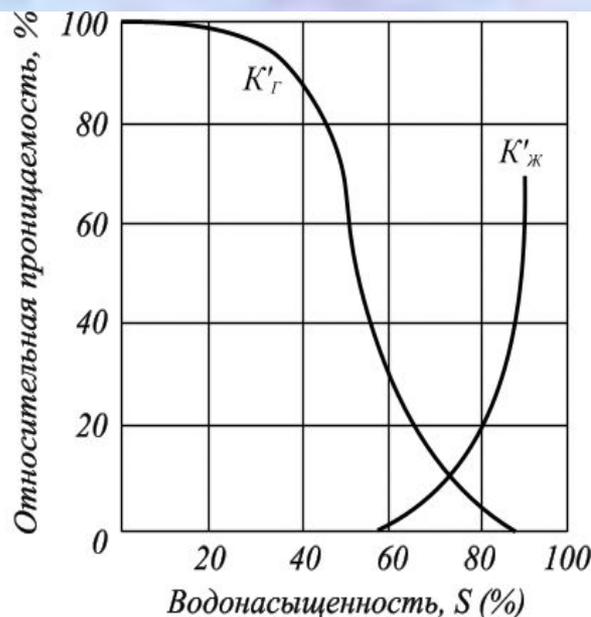
$$k_v = \frac{k_{вф}}{k}$$

Проницаемость

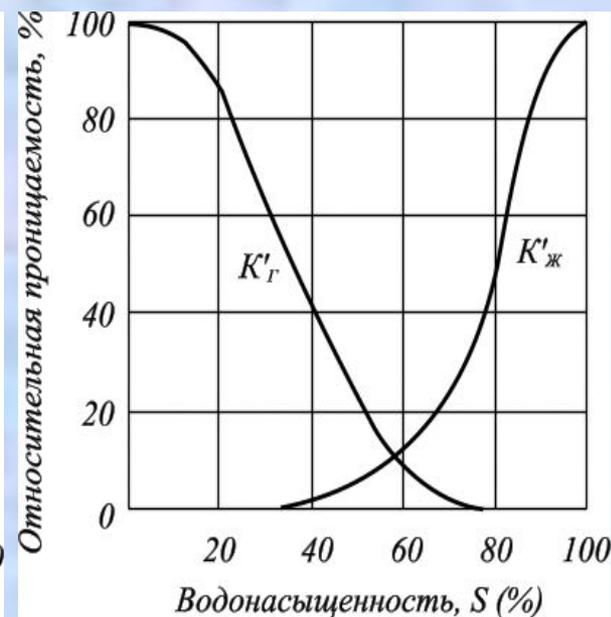
ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



известняки и
доломиты

Вода с увеличением её содержания в пористой среде приблизительно от 30 до 60 % не влияет на фильтрацию газа.

При водонасыщенности до 60 % из пласта можно добывать чистый газ.

Физические свойства коллекторов

ПЬЕЗОПРОВОДНОСТЬ

П ь е з о п р о в о д н о с т ь — параметр, характеризующий скорость перераспределения давления в упругом пласте в связи с изменением пористости и проницаемости. В зоне насыщенной нефтью, она имеет меньшее значение, чем в зоне, насыщенной водой.

$$\chi = \frac{k}{\mu_{жс} \beta^*} = \frac{k}{\mu_{жс} (m_{\varepsilon} \beta_{жс} + \beta_c)}$$

$$\beta^* = m_{\varepsilon} \beta_{жс} + \beta_c$$
$$[\chi] = \frac{M^2}{c}$$

где k — коэффициент проницаемости в m^2 ; $\mu_{жс}$ — динамическая вязкость жидкости в $Pa \cdot c$; $\beta_{жс}$ и β_c — коэффициенты объемной упругости или коэффициенты сжимаемости жидкости и пласта (пористой среды) в Pa^{-1} ;

β^* — коэффициент упругоэластичности пласта в Pa^{-1}

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

Гранулометрический состав – содержание в горной породе зерен различной крупности, выраженное в % от массы или количества зерен исследуемого образца.



Физические свойства коллекторов

Гранулометрический состав

СИТОВОЙ АНАЛИЗ

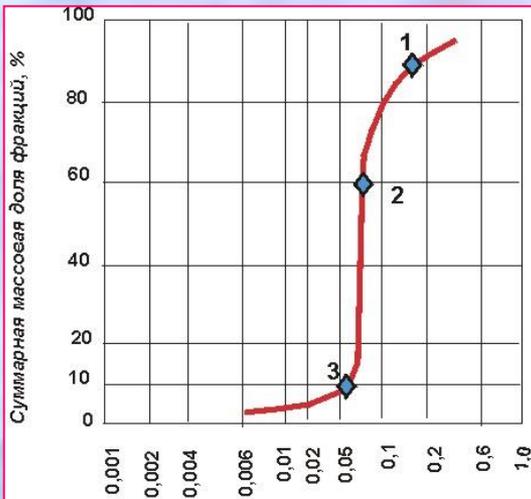


Рис. 3. Кривая суммарного гранулометрического состава
1-точка подбора размеров отверстия фильтров

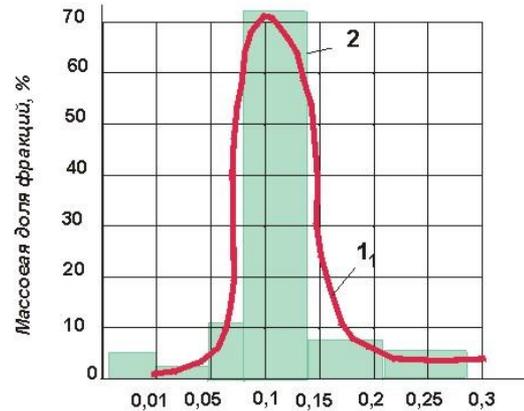
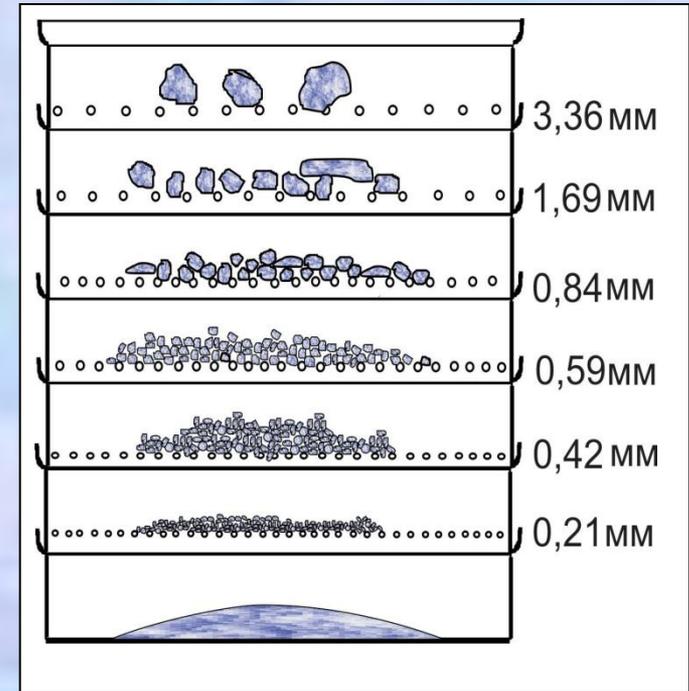


Рис.4. Кривая распределения по размерам (1) и гистограмма (2)



Ситовой анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6—7 мм, а иногда и до 100 мм. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,210; 0,227; 0,42; 0,59; 0,84; 1,69 и 3,36 мм.

Карбонатность горных пород

Под **карбонатностью** породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: **известняка** – CaCO_3 , **доломита** – $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, **соды** – Na_2CO_3 , **поташа** – K_2CO_3 , **сидерита** – FeCO_3 и других.

Определение карбонатности пород проводят для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения вторичной пористости и проницаемости призабойной зоны, а также для определения химического состава горных пород, слагающих нефтяной пласт.

Карбонатность пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом.



По объёму выделившегося газа (CO_2) вычисляют весовое (%) содержание карбонатов в породе в пересчёте на известняк (CaCO_3).