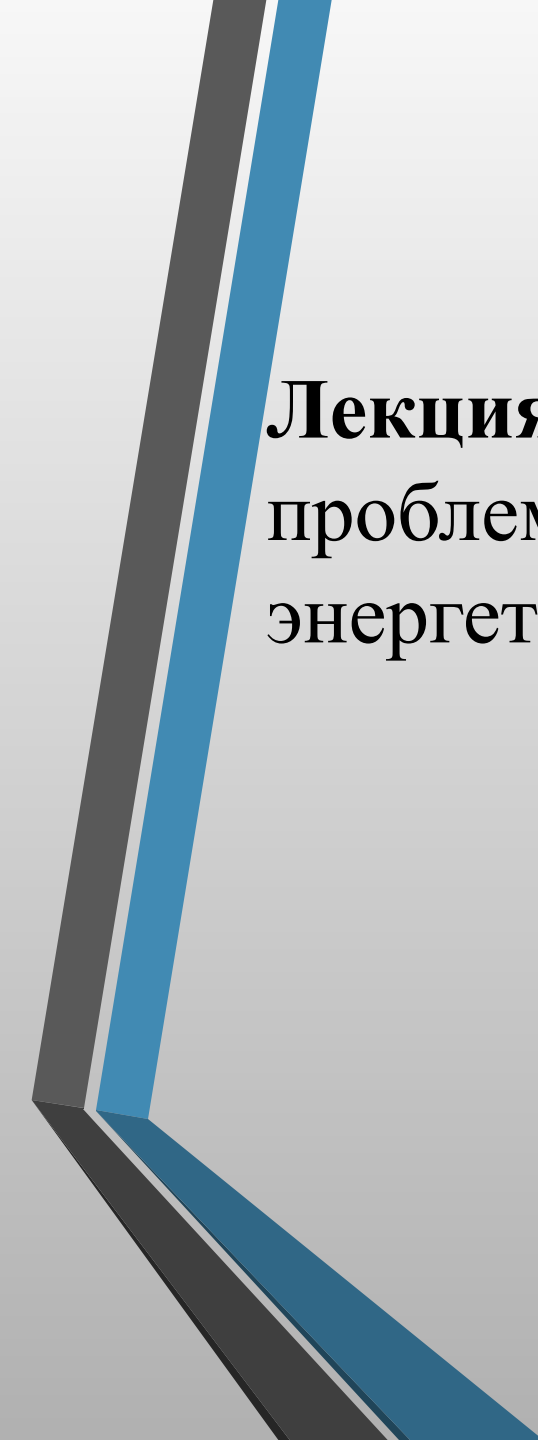




ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ
И
ОЦЕНКА РЕСУРСОВ НЕФТИ И
ГАЗА

Старший преподаватель кафедры «ГиР НГМ»:
Никифоров Виталий Викторович



Лекция 1. Содержание курса и его значение в решении проблем прироста запасов нефти и газа в топливно-энергетическом комплексе.

Цель и задачи курса – фундаментальная подготовка в области ПЗ УВ, изучение проблем обоснования применения того или иного метода подсчета запасов в зависимости от имеющегося по залежи фактического материала и особенностей ее геологического строения, ознакомление с базовыми положениями обоснованных категорий запасов.

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти, газа и конденсата основывается на детальном изучении недр и синтезируют в себе все сведения, полученные в процессе поисков, разведки и разработки залежей: данные изучения минералогических и петрографических особенностей пород, физики пласта и физико-химических свойств флюидов, результаты полевых и промыслово-геофизических исследований, сведения об условиях формирования залежей нефти, газа и конденсата, о закономерностях размещения их в недрах и т.д., данные петрофизического изучения нефтегазоносных толщ, опробования и испытания скважин, опытно-промышленных работ и разработки залежей, результаты промыслово-геологического изучения залежей и процессов, протекающих при их разработке.

В результате изучения курса необходимо знать следующие основные положения:

- комплексное изучение нефтяных и газовых месторождений при оценке или ПЗ, основные классификационные признаки месторождений;
- категории запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа;
- методы подсчета запасов нефти и газа и обоснование подсчетных параметров;
- методические аспекты ПЗ на ЭВМ;
- обоснование проектных КИН на различных стадиях изученности месторождений;
- методы ПЗ балансовых запасов сопутствующих компонентов;
- обоснование перевода запасов нефти и газа в более высокие категории;
- методики подсчета перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа.

Первый подсчет запасов нефти в России произведен в 1916-17 гг. геологом С.И.Чарноцким на Кубани (объемным методом) и в Грозненском районе (статистическим методом). В 1925 г. сделана первая попытка ПЗ нефти в стране в целом. В 1935 г. была создана ЦКЗ на которую возлагалась задача по утверждению запасов полезных ископаемых месторождений, служащих минерально-сырьевой базой предприятий. Большая заслуга в уточнении методик подсчета запасов в классификации запасов принадлежит И.М.Губкину, В.В.Билибину, М.А.Жданову.

Основные методы подсчета запасов:


подсчет запасов нефти объемным методом;

объемный метод подсчета запасов свободного газа

подсчет запасов газа по падению пластового давления;

подсчет запасов нефти методом материального баланса и статистическим методом;

Подсчет запасов как правило проводится несколькими методами, т.к. при сравнении подсчетов можно получить критерии для выбора наиболее достоверной величины запасов.



Лекция 2. Основные положения классификации запасов и ресурсов нефти и газа, и сопутствующих им компонентов.

Запасы нефти, газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов разделяются на 2 группы, подлежащие отдельному учету:

- **балансовые;**
- **забалансовые.**

В числе балансовых запасов выделяются и учитываются извлекаемые.

В Классификации запасов и ресурсов отражены **требования комплексного и рационального использования** природных ресурсов.

Рациональное и комплексное использование природных ресурсов основывается на комплексном изучении месторождений и в значительной мере определяется вовлечением в промышленное освоение наряду с основными попутных ископаемых и компонентов. Это способствует повышению экономического потенциала месторождений, созданию безотходной и малоотходной технологии, повышению эффективности мероприятий по охране окружающей среды.

На нефтяных и газовых месторождениях к основным полезным ископаемым относятся **нефть и горючие газы**, к попутным полезным ископаемым относятся **минеральные комплексы** (горные породы, руды, подземные воды, рассолы), добыча которых при разработке основного полезного ископаемого и использование в народном хозяйстве являются экономически целесообразными. К попутным полезным компонентам относятся заключенные в полезных ископаемых **минералы, металлы и другие химические элементы и их соединения**, которые при переработке полезных ископаемых могут быть рентабельно извлечены и использованы в народном хозяйстве страны.

Попутные полезные ископаемые и компоненты подразделяются на **три группы:**

К I группе относятся попутные полезные ископаемые, образующие самостоятельные пласты, залежи или рудные тела в породах, вмещающих основное полезное ископаемое. Применительно к нефтяным и газовым месторождениям это подземные воды продуктивных пластов или водоносных горизонтов, содержащие повышенные концентрации иода, брома, бора, соединений магния, калия, лития, рубидия, стронция и других компонентов, а также подземные воды, пригодные для бальнеологических, теплоэнергетических и иных целей.

К II группе относятся компоненты, заключенные в полезном ископаемом и выделяемые при его добыче (сепарации) в самостоятельные продукты. В нефтяных залежах это растворенный (попутный) газ, а в газоконденсатных — конденсат.

К III группе относятся попутные полезные компоненты, присутствующие в составе основного полезного ископаемого и выделяемые лишь при его переработке. На многих месторождениях нефти и битумов такими компонентами могут быть сера (в форме сероводорода и других сернистых соединений), ванадий, титан, никель и др. Свободный и растворенный газы содержат этан, пропан, бутан, а также могут содержать сероводород, гелий, аргон, углекислый газ, иногда ртуть. В подземных водах месторождений нефти и газа могут присутствовать, как отмечалось выше, иод и бром, а также соединения различных металлов, относимые к полезным компонентам III группы.

При определении запасов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов (этана, пропана, бутанов, серы, гелия, металлов), целесообразность извлечения которых обоснована технологическими и технико-экономическими расчетами. Подсчет и учет запасов этих полезных ископаемых и компонентов, имеющих промышленное значение, производится по каждой залежи отдельно и месторождению в целом по наличию их в недрах без учета потерь при разработке месторождений.

Прогнозные ресурсы оцениваются отдельно по нефти, газу и конденсату, а также по содержащимся в них компонентам.

Подсчет, учет и оценка запасов и перспективных ресурсов и оценка прогнозных ресурсов производится при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20°C)

Ценность любого месторождения нефти и газа в первую очередь определяется величиной запасов основных полезных ископаемых, которые слагаются из запасов выявленных в его пределах залежей.

Особенности залегания нефти и газа в недрах требуют проведения исследований, направленных на изучение:

- флюидов основных полезных ископаемых (нефти, газа, конденсата), попутных полезных ископаемых (подземных вод), а также содержащихся в тех и других полезных компонентах;
- пород-коллекторов в пределах ловушек, пустотное пространство которых служит вместилищем флюидов;
- условий залегания флюидов в ловушках;
- основных особенностей залежей, определяющих условия их разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовое давление, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность пластов и т. д.);
- процессов, протекающих в недрах при формировании залежей и их разработке.

Флюиды

Нефть, газ и конденсат представляют собой природные смеси углеводородных и неуглеводородных соединений.

Нефть — природная смесь, состоящая преимущественно из углеводородных соединений метановой (C_nH_{2n+2}), нафтеновой (C_nH_{2n}) и ароматической (C_nH_{2n-2}) групп, которые в пластовых и стандартных условиях находятся в жидкой фазе. Кроме углеводородов (УВ) в нефтях присутствуют сернистые, азотистые, кислородные соединения, металлоорганические комплексы. Кислород в нефтях обычно входит в состав нафтеновых и жирных кислот, смол и асфальтенов. К постоянным компонентам нефти относится сера, которая присутствует как в виде различных соединений, так и в свободном состоянии. В большинстве нефтей в пластовых условиях в том или ином количестве содержится растворенный газ.

По составу углеводородной и неуглеводородной частей нефти подразделяются на ряд типов, основными показателями которых являются групповой углеводородный состав, фракционный состав, содержание неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол.

По групповому углеводородному составу (в процентах по массе) выделяются нефти метановые, нефтеновые и ароматические.

По содержанию парафинов нефти подразделяются на малопарафинистые (содержание парафинов не выше 1,5%), парафинистые (1,51—6%) и высокопарафинистые (выше 6%).

Фракционный состав отражает относительное содержание (в процентах по массе) различных фракций нефтей, выкипающих при разгонке до 350°C, и масляных фракций (дистиллятов), выкипающих при температуре выше 350 °С.

По содержанию серы нефти подразделяются на малосернистые (до 0,5 %), сернистые (0,51—2 %) и высокосернистые (выше 2 %). Сера в нефтяных при содержании ее более 0,5 % имеет промышленное значение.

По содержанию смол выделяются нефти малосмолистые (менее 5%), смолистые (5—15%) и высокосмолистые (выше 15%). Концентрация редких металлов (ванадия, титана, никеля и др.) в некоторых высокосмолистых нефтях может достигать промышленных значений.

Свойства нефтей в стандартных условиях существенно отличаются от их свойств в пластовых условиях вследствие повышенного содержания в них растворенного газа при высоких температуре к давлению в недрах. Для подсчета запасов, рациональной их разработки, первичной подготовки, транспортировки и переработки нефтей свойства их определяются отдельно для этих условий. В стандартных условиях к основным параметрам нефтей относятся **плотность, молекулярная масса, вязкость, температура застывания и кипения**, а для пластовых условий определяются **газосодержание, давление насыщения растворенным газом, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, коэффициент теплового расширения, плотность и вязкость.**

Газы — природная смесь углеводородных и неуглеводородных соединений и элементов, находящихся в пластовых условиях в газообразной фазе в виде отдельных скоплений либо в растворенном в нефти или воде состоянии, а в стандартных условиях — только в газообразной фазе. К основным компонентам пластового газа относятся метан и его гомологи — этан, пропан, бутаны. Газ часто содержит сероводород, гелий, оксид углерода, азот и инертные газы, иногда ртуть. Этан при содержании в газе 3 % и более, гелий при концентрации в свободном газе 0,05 % и в растворенном в нефти газе 0,035 %, а также сероводород при содержании 0,5 % (по объему) имеют промышленное значение.

Важнейшие параметры газа — молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху, среднекритические температура и давление, коэффициент сверхсжимаемости, объемный коэффициент, вязкость, гидратообразование, теплота сгорания.

Конденсат — природная смесь в основном легких углеводородных соединений, находящихся в газе в растворенном состоянии при определенных термобарических условиях и переходящих в жидкую фазу при снижении давления ниже давления конденсации. В стандартных условиях конденсат (стабильный) находится в жидком состоянии и не содержит газообразных УВ. В состав конденсата могут входить сера и парафин. Конденсаты различаются по групповому и фракционному составу.

К основным параметрам пластового газа, содержащего конденсат, кроме перечисленных выше, относятся также **конденсатногазовый фактор** и **давление начала конденсации**. Конденсат характеризуется плотностью и вязкостью в стандартных условиях.

Подземные (пластовые) воды в большинстве случаев образуют с залежами нефти и газа единую гидродинамическую систему и служат одним из основных источников пластовой энергии. Подземные воды содержат растворенные соли, ионы, коллоиды и газы. Наиболее распространены в подземных водах ионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , остальные ионы относятся к микрокомпонентам, наиболее важные из которых I^- , Br^- , NH_4^+ и др. Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов определяет ее важнейшее свойство — минерализацию. Иод, бром, бор, стронций могут содержаться в подземных водах в количествах, позволяющих осуществлять их разработку. Из газов, растворенных в подземных водах, основными считаются CO_2 , N_2 , CH_4 . Подземные воды подразделяются на типы в зависимости от процент-эквивалентного соотношения ионов важнейших элементов: $r\text{Na}^+$, $r\text{Cl}^-$, $r\text{SO}_4^{2-}$ и $r\text{Mg}^{2+}$. Для подземных вод, кроме указанных параметров, определяются также плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, величина поверхностного натяжения.

Природным резервуаром (по И. О. Броду) называется природная емкость для нефти, газа и воды, внутри которой они могут циркулировать и форма которой обусловлена соотношением коллектора с вмещающим его (коллектор) плохо проницаемыми породами.

Нефть и газ аккумулируются в пустотном пространстве пород— коллекторов природных резервуаров в пределах ловушек, образуя естественные скопления. Ловушками нефти и газа называются части природных резервуаров, в которых благодаря различного рода структурным дислокациям, стратиграфическому или литологическому ограничению, а также тектоническому экранированию создаются условия для скопления нефти и газа.

Строение природных резервуаров определяется их типом, вещественным составом слагающих их пород, типом пустотного пространства пород-коллекторов и выдержанностью этих пород по площади.

Различают три основных типа резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные. Они могут быть сложены породами разного вещественного состава: терригенными, карбонатными, эвапоритовыми, вулканогенными. Особую роль при этом играет и цементирующее вещество породы-коллектора характеризуются соответствующим типом пустотного пространства — поровым, трещинным, кавернозным, смешанным в разных сочетаниях.

Всем продуктивным пластам в той или иной мере свойственна неоднородность, выражающаяся в изменчивости формы залегания и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого пласта (горизонта, эксплуатационного объекта). Неоднородность продуктивного пласта оказывает существенное влияние на распределение запасов нефти и газа, на характер фильтрации жидкостей и газа и соответственно на обоснование технологических решений по разработке залежей.

Изменчивость формы продуктивного пласта определяется неодинаковой его толщиной (общей и эффективной), расчлененностью, выклиниванием всего пласта и слагающих его пропластков, их литолого-фациальным замещением непроницаемыми разностями, слиянием пропластков. Изменчивость физических свойств продуктивного пласта обуславливается в первую очередь различием его коллекторских свойств (пустотности в целом и ее видов — пористости, трещиноватости, кавернозности, а также абсолютной проницаемости), глинистости, карбонатности.

На коллекторские свойства влияют окатанность, отсортированность и упаковка зерен, извилистость и размеры поровых каналов, величина удельной поверхности. Важными свойствами пород-коллекторов являются их плотность и сжимаемость.

Условия залегания флюидов в залежи

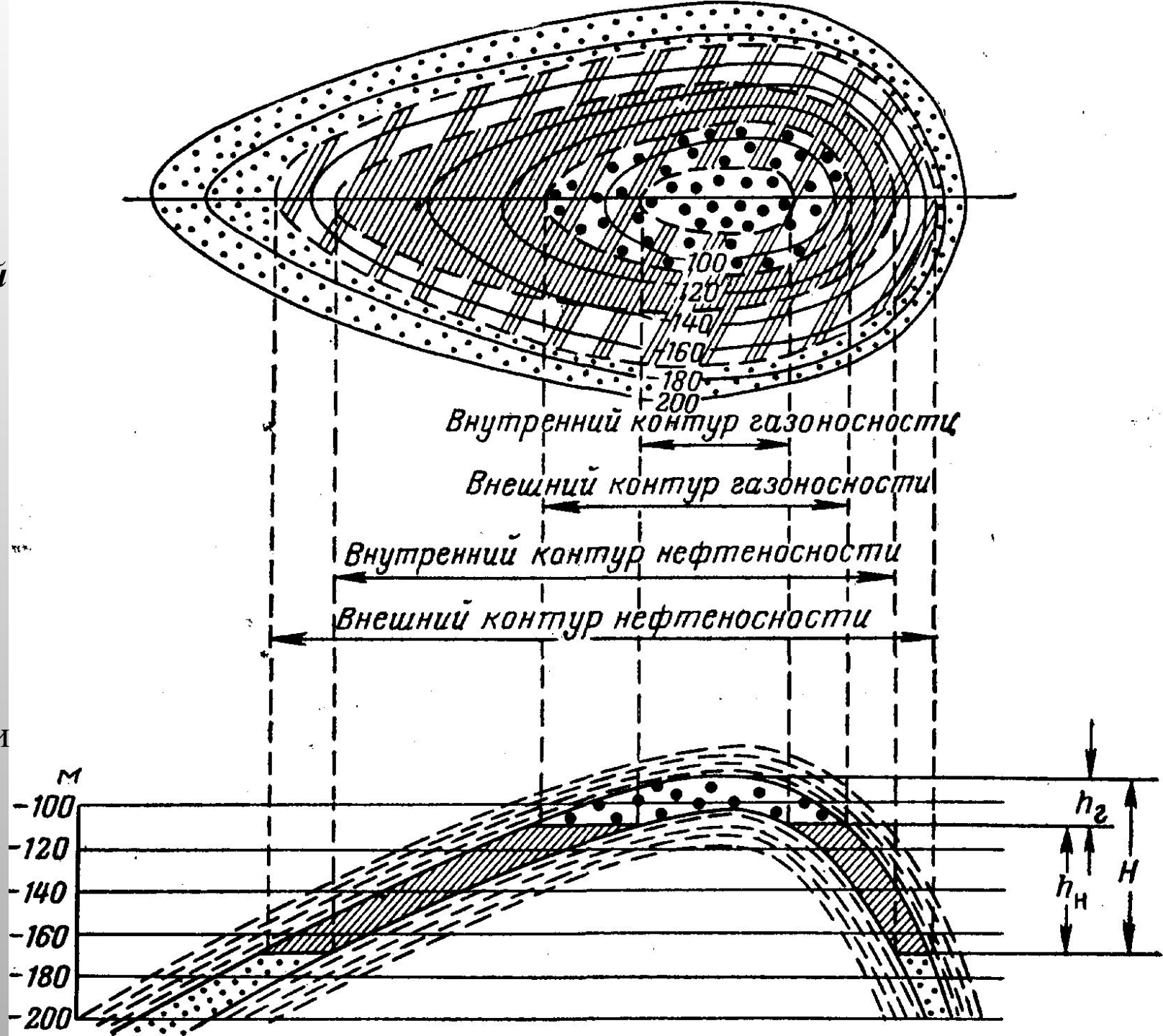
Любое естественное скопление нефти и газа в ловушке называется залежью.

Газ, нефть и вода в залежи распределяются под воздействием гравитационного фактора, т. е. в зависимости от их плотности. Обычно газ и нефть занимают верхнюю часть ловушки, а вода подпирает их снизу, заполняя всю остальную часть резервуара. Газ и нефть в свою очередь также распределяются под влиянием гравитационного фактора: газ как более легкий располагается над нефтью

Условия залегания нефти и газа в залежах определяются гипсометрическим положением водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК) и газонефтяного (ГНК) контактов; высотой залежи; размерами нефтяной, газовой, водонефтяной, газонефтяной и газоводяной зон, нефтегазонасыщенной толщиной пласта, величинами начальной и остаточной нефтенасыщенности и газонасыщенности пород-коллекторов и их изменением по площади и разрезу; начальными пластовыми давлением и температурой.

Схема пластовой сводовой залежи.

Части пласта: 1—водяная,
2 — водонефтяная,
3—нефтяная,
4 —газонефтяная,
5—газовая;
6 — породы-коллекторы;
 H — высота залежи;
 h_g , h_n — высоты
соответственно газовой шапки
и нефтяной части залежи



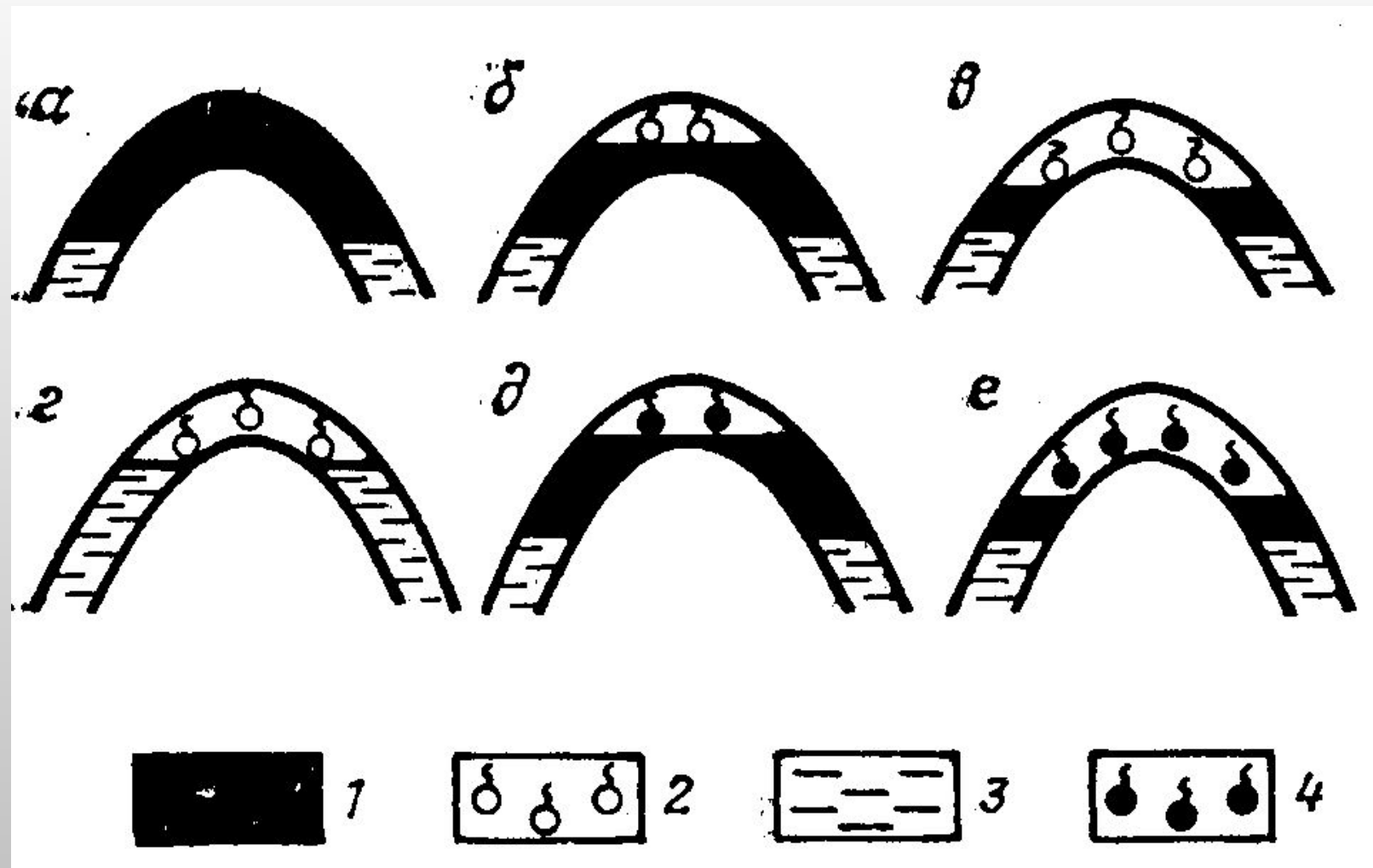
Основные типы залежей. Выделяются следующие основные типы залежей нефти и газа: **пластовый; массивный; литологически или стратиграфически ограниченный; тектонически экранированный.**

Залежь нефти и газа может быть приурочена к одному изолированному природному резервуару или связана с группой гидродинамически сообщающихся природных резервуаров, в которых отметки газожидкостного и водонефтяного контактов соответственно одинаковы. Во втором случае залежь выделяется как **массивная или пластово-массивная.**

Классификация залежей по фазовому состоянию УВ.

В зависимости от фазового состояния и основного состава углеводородных соединений в недрах залежи нефти и газа подразделяются на:

- **нефтяные**, содержащие только нефть, в различной степени насыщенную газом;
- **газонефтяные и нефтегазовые** (двухфазные); в газонефтяных залежах основная по объему часть нефтяная и меньшая — газовая (газовая шапка); в нефтегазовых — газовая шапка превышает по объему нефтяную часть системы; к нефтегазовым относятся также залежи с крайне незначительной по объему нефтяной частью — нефтяной оторочкой;
- **газовые**, содержащие только газ;
- **газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные**: в первых — основная по объему нефтяная часть, а во вторых — газо- конденсатная.



Классификация залежей по фазовому состоянию углеводородов.

Залежи: а – нефтяные; б – газонефтяные; в – нефтегазовые; г – газовые; д – газоконденсатнонефтяные; е – нефтегазоконденсатные.

1 – нефть; 2 – газ; 3 – вода; 4 – газоконденсат

Месторождения нефти и газа по величине начальных извлекаемых запасов подразделяются на:

Полезное ископаемое	Единица измерения	Группы месторождений				
		уникальные	крупные	средние	мелкие	очень мелкие
Нефть	млн. т	> 300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	< 1
Газ	млрд. м ³	> 300	30 - 300	5 - 30	1 - 5	< 1

В газовых залежах по содержанию конденсата (C₅+в) выделяются следующие группы газоконденсатных залежей:

Содержание конденсата (C ₅ +в) г/м ³	Группы месторождений
менее 25 г/м ³	низкоконденсатные
от 25 до 100 г/м ³	среднеконденсатные
от 100 до 500 г/м ³	высококонденсатные
более 500 г/м ³	уникальноконденсатные

Тип месторождения (залежи)	Описание
Простого строения	однофазные, связанные с ненарушенными или слабонарушенными структурами, продуктивные пласты характеризуются выдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу;
Сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, либо тектонических нарушений;
Очень сложного строения	одно- и двухфазные, продуктивные пласты характеризуются невыдержанностью толщин коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами, развитием тектонических нарушений, а также коллекторами со сложной структурой порового пространства.

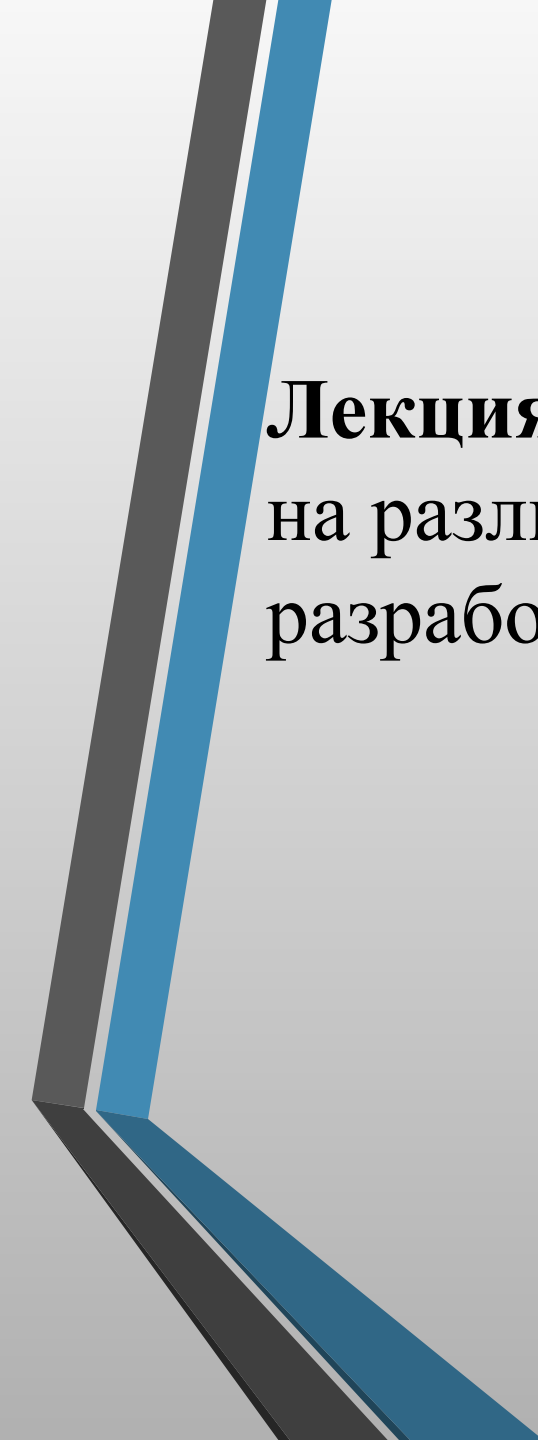
Основные особенности, характеризующие условия разработки залежей.

Любая нефтяная или газовая залежь **обладает потенциальной энергией**, которая в процессе разработки расходуется на вытеснение нефти и газа из резервуара (продуктивного пласта). **Вытеснение флюидов из залежи происходит под действием природных сил** — носителей пластовой энергии. Такими носителями являются в первую очередь напор краевых вод, а также упругие силы нефти, воды, породы; газа, сжатого в газовых залежах и газовых шапках, и газа, растворенного в нефти. Кроме того, в залежах действует сила тяжести нефти.

Характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток флюидов к добывающим скважинам, называется режимом залежи. В соответствии с характером проявления доминирующего источника пластовой энергии в процессе разработки в нефтяных залежах выделяют режимы: водонапорный, упруговодонапорный, газонапорный (газовой шапки), растворенного газа и гравитационный, а в газовых залежах — газовый и упруговодонапорный.

Проявление того или иного режима в залежи обусловлено неоднородностью продуктивного пласта в пределах залежи и вне ее, составом и фазовым состоянием УВ залежи, ее удаленностью от области питания, применяемыми в процессе разработки технологическими решениями. О режимах залежи судят по изменению во времени дебитов нефти, газа и воды, обводненности продукции, пластовых давлений, газовых факторов, по продвижению краевых вод и т. п.

Условия разработки залежей определяются также многими другими факторами: фазовыми проницаемостями пород, продуктивностью скважин, гидропроводностью, пьезопроводностью продуктивных пластов, степенью гидрофобизации породы, полнотой вытеснения нефти вытесняющим агентом.



Лекция 3. Комплексное изучение нефтегазоносных объектов на различных этапах и стадиях поисково-разведочных работ и разработки.

Геологоразведочные работы на нефть и газ подразделяются на три этапа — **региональный, поисковый и разведочный**. На каждом из них выделяется по две стадии. В пределах одной территории возможно совмещение во времени различных этапов и стадий.

Региональный этап.

На этом этапе проводятся региональные геолого-геофизические работы. В соответствии с задачами региональный этап разделяется на две стадии: прогнозирования нефтегазоносности и оценки зон нефтегазо-накопления.

Стадия прогнозирования нефтегазоносности. Основным объектом исследований на этой стадии служат нефтегазоносные провинции и их части. В процессе исследований решаются следующие задачи:

- выявление литолого-стратиграфических комплексов, структурных этажей, ярусов;
- выявление фациальных зон, определение основных этапов геотектонического развития; тектоническое районирование;
- выделение нефтегазоперспективных комплексов и зон; нефтегазогеологическое районирование;
- качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности;
- выбор основных направлений и первоочередных объектов дальнейших исследований.

Для решения перечисленных задач комплексом региональных работ на этой стадии предусматриваются:

- дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок регионального и локального уровней генерализации;
- геологическая, структурно-морфологическая, геохимическая, гидрогеологическая мелкомасштабные съемки и другие исследования;
- аэромагнитная, гравиметрическая съемки масштабов 1 : 1000000 1:200000;
- электроразведка в различных модификациях;
- сейсморазведочные работы ГСЗ, КМПВ, МОГТ по системе опорных профильных пересечений;
- бурение опорных и параметрических скважин в узлах опорных профильных пересечений в различных структурно-фациальных условиях.

Стадия оценки зон нефтегазонакопления. На этой стадии основными объектами исследования являются нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления, в пределах которых решаются следующие задачи:

- выявление субрегиональных и зональных структурных соотношений между различными нефтегазоперспективными и литолого-стратиграфическими комплексами; установление основных закономерностей распространения и изменения свойств пород-коллекторов продуктивных горизонтов и пластов, а также и флюидоупоров; уточнение нефтегазогеологического районирования;
- выделение наиболее крупных ловушек;
- количественная оценка перспектив нефтегазоносности;
- выбор площадей и установление очередности проведения на них поисковых работ.

Типовой комплекс работ на этой стадии аналогичен рассмотренному выше, но выполняется по более плотной сети наблюдений с укрупнением масштабов исследований до 1:50000. Значительная роль отводится сейсморазведке, специальным исследованиям по прогнозированию геологического разреза и оконтуриванию **аномалий типа залежь (АТЗ)**, а также бурению параметрических скважин.

Поисковый этап

Поисковые работы направлены на обеспечение необходимых условий для прироста разведанных запасов нефти и газа. Он разделяется на стадию выявления и подготовки объектов для поискового бурения и стадию поиска месторождений (залежей) нефти и газа.

Стадия выявления и подготовки объектов для поискового бурения. На этой стадии создается фонд перспективных локальных объектов и оцениваются их ресурсы для выбора и определения очередности их ввода в глубокое бурение. Стадия подразделяется на подстадии: выявление объектов; подготовка к поисковому бурению.

На подстадии выявления объектов работы ведутся на отдельных площадях в пределах нефтегазоперспективных зон и зон нефтегазонакопления с целью:

- выявления условий залегания и других геолого-геофизических свойств нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов;
- выделения перспективных ловушек;
- количественной оценки ресурсов в выявленных ловушках;
- выбора объектов и определения очередности их подготовки к поисковому бурению.

Типовой комплекс на этой подстадии включает:

- дешифрирование материалов аэрофото- и космических съемок локального и детального уровней генерализации;
- структурно-геологическую и структурно-геоморфологическую съемки масштабов 1 : 100000 и 1 : 50 000;
- гравиразведку, магниторазведку и электроразведку в различных модификациях в тех же масштабах; сейсморазведку;
- специализированные работы и исследования по прогнозированию геологического разреза и прямым поискам для выявления объектов — АТЗ.

Выявленные ловушки служат объектами работ на под стадии подготовки объектов для поискового бурения, проводимых с целью:

- детализации выявленных перспективных ловушек, позволяющей прогнозировать пространственное положение предполагаемых залежей;
- выбора мест заложения поисковых скважин на подготовленных объектах;
- оценки ресурсов на объектах, подготовленных для глубокого бурения;
- выбора объектов и определения очередности их ввода в поисковое бурение.

Для подготовки объектов к поисковому бурению типовой комплекс включает:

- детальную сейсморазведку в масштабах 1:50 000 и 1:25 000 с бурением параметрических скважин до первой жесткой границы;
- детальную электроразведку, высокоточную гравиразведку в тех же масштабах;
- специализированные работы и исследования по прогнозированию геологического разреза и прямым поискам для подготовки АТЗ;
- структурное бурение;
- в исключительных случаях — бурение глубоких параметрических скважин.

На основе этих исследований составляются структурные карты по изученным целевым горизонтам в масштабе съемки с нанесением на них рекомендуемых точек заложения скважин; карты АТЗ, совмещенные со структурными картами по продуктивным или близким к ним горизонтам с указанием значений параметров АТЗ, нанесением контуров предполагаемых залежей и рекомендуемых точек заложения скважин; вертикальные разрезы объектов АТЗ с выделением предполагаемых залежей; прогнозные геолого-геофизические разрезы, характеризующие литологический состав и толщины отложений; схемы распространения параметров, использованных для оценки ресурсов.

Стадия поиска месторождений (залежей). Объектами работ на этой стадии являются ловушки, подготовленные для поискового бурения. В соответствии с инструкцией основанием для постановки поискового бурения служит наличие подготовленной к нему структуры (ловушки) и подсчитанных перспективных ресурсов категории СЗ.

Поисковое бурение может проводиться на разведанных и даже разрабатываемых месторождениях с целью поиска залежей в не вскрытых ранее горизонтах и пластах, продуктивных на других месторождениях.

Задачи на этой стадии сводятся к:

- выявлению в разрезе нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов залежей нефти и газа;
- определению геолого-геофизических свойств (параметров) горизонтов и пластов;
- выделению, опробованию и испытанию нефтегазонасыщенных пластов и горизонтов, получению промышленных притоков нефти и газа, установлению свойств флюидов и фильтрационно-емкостных характеристик пластов; подсчету запасов открытых залежей;
- выбору объектов для проведения детализационных и оценочных буровых работ.

Типовым комплексом на стадии поиска месторождений (залежей) предусматриваются:

- бурение, опробование и испытание поисковых скважин;
- геохимические, гидрогеологические и гидродинамические и другие виды исследований скважин в процессе бурения, опробования и испытания;
- геофизические исследования скважин;
- отбор керна, шлама, проб воды, нефти, газа и их лабораторное изучение;
- детализационная скважинная и наземная (морская) сейсмо разведка;
- специализированные работы и исследования по прогнозированию геологического разреза и положения контуров залежей.

Стадия поиска месторождений (залежей), а вместе с ней и поисковый этап завершается или получением первого промышленного притока нефти и газа, или обоснованием бесперспективности изучаемого объекта. Однако в районах с развитой добычей нефти и газа, а также на некрупных объектах на поисковом этапе наряду с задачами поиска могут совместно решаться задачи стадии оценки месторождений (залежей) следующего, разведочного, этапа.

Разведочный этап

Этот этап подразделяется на две стадии: оценки месторождений (залежей) и подготовки их к разработке.

Стадия оценки месторождений (залежей). Объектами работ на этой стадии служат открытые месторождения и выявленные залежи. В процессе проведения работ решаются следующие задачи:

- установление основных характеристик месторождений (залежей) для определения их промышленной значимости;
- определение фазового состояния УВ залежей;
- изучение физико-химических свойств нефтей, газов, конденсатов в пластовых и поверхностных условиях, определение их товарных качеств;
- установление типа коллекторов и их фильтрационно-емкостных характеристик;

- установление типа залежей;
- определение эффективных толщин, значений пустотности, нефтегазонасыщенности отложений;
- установление коэффициентов продуктивности скважин; подсчет запасов;
- разделение месторождений (залежей) на промышленные и непромышленные;
- выбор объектов и этажей разведки, выделение базисных залежей и определение очередности проведения на них опытно-промышленной эксплуатации и подготовки к разработке.

Решение этих задач должен обеспечить следующий комплекс работ:

- бурение, опробование и испытание разведочных скважин с применением методов интенсификации притоков;
- отбор керна, шлама; проб воды, нефти, газа и их изучение;
- геофизические исследования скважин;
- геохимические, гидрогеологические, гидродинамические и другие виды исследования скважин в процессе бурения, опробования и испытания;
- детализационная скважинная и наземная (морская) сейсморазведка;
- опытно-промышленная эксплуатация скважин (в районах с развитой добычей при наличии транспорта).

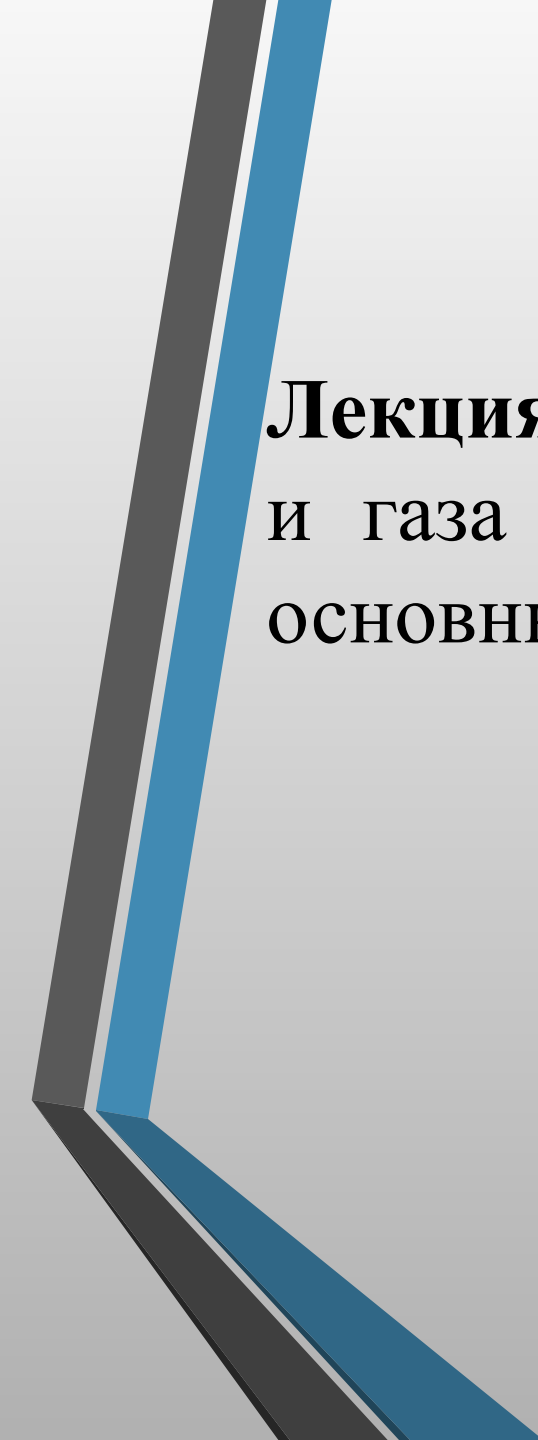
Стадия подготовки месторождений (залежей) к разработке. На этой стадии объектами работ служат месторождения и залежи, имеющие промышленное значение. Типовой комплекс включает те же работы, что и на предыдущей стадии, а также повторную интерпретацию геолого-геофизических материалов с учетом данных по пробуренным скважинам и проведение детализационных геолого-геофизических работ на площади (сейсморазведка, структурное бурение) и в скважинах (ВСП, СК, электроразведка и т. д.). В ряде случаев предусматривается бурение опережающих добывающих скважин.

Таким образом, на разведочном этапе решается общая задача подготовки промышленных месторождений (залежей) к разработке. Производятся определение, геометризация и оценка достоверности значений геолого-промысловых и подсчетных параметров с целью подготовки исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти и проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. Разведочный этап завершается подсчетом запасов нефти и газа и оценкой экономической эффективности проведенных работ.

Требования к изученности месторождений и залежей на поисковом и разведочном этапах, а также в процессе разработки определяются инструкцией. Этот документ обязывает соблюдать установленные этапы и стадии геологоразведочных работ, строго выполнять требования к их полноте и качеству, осуществлять рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, своевременно проводить постадийную геолого-экономическую оценку результатов работ. Степень изученности месторождения должна обеспечивать возможность его комплексного освоения при обязательном соблюдении требований по охране окружающей среды.

При разведке месторождений глубина, способ бурения и конструкция разведочных скважин определяются в каждом конкретном случае проектом разведки. Конструкция скважин должна обеспечивать возможность проведения геофизических исследований, испытания на приток жидкости и газа как в открытом стволе, так и в колонне, гидродинамических исследований, отбора пластовых глубинных проб.

Количество, система размещения и последовательность бурения разведочных скважин должны обеспечивать получение надежных данных для выявления закономерностей изменения строения продуктивных пластов, их толщин, коллекторских свойств, характера насыщения и особенностей тектонического строения месторождения. Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для детального изучения геологического строения месторождения (залежи), обоснования подсчета запасов и подготовки объекта для промышленного освоения, определяются размерами залежи и сложностью ее геологического строения.



Лекция 4. Категории запасов перспективных ресурсов нефти и газа и их назначение. Группы запасов нефти и газа и основные принципы подсчета и учета.

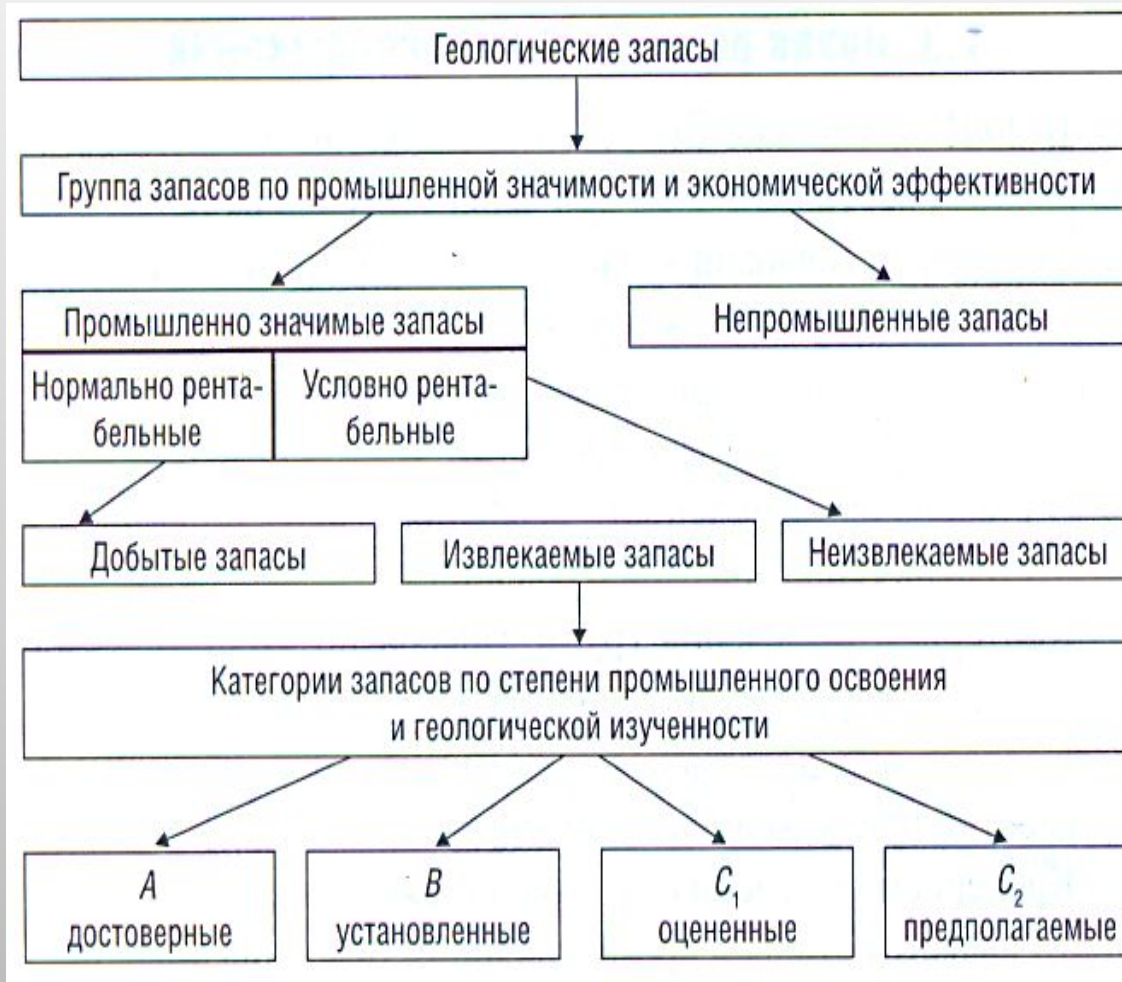
В Классификации запасов и ресурсов 1983 г. впервые законодательно введено понятие «ресурсы». Ресурсы по степени обоснованности разделены на категории, образующие с категориями запасов единый ряд А—Д. Четкое ограничение ресурсов от запасов является свидетельством более низкой степени изученности и обоснованности, а в конечном счете и достоверности ресурсов.

Категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе следующих признаков:

- а) степень геологической изученности;
- б) степень промышленного освоения.

Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи сейсмическими и другими полевыми геофизическими исследованиями, бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на разработку месторождений на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

По степени промышленного освоения выделяются запасы залежей **разрабатываемых и разведываемых месторождений.**



Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2005 г.)

Запасы залежей подразделяются на три категории:

категория А (разбуренные, разрабатываемые);

категория В1 (разрабатываемые отдельными скважинами, неразбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке);

категория В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные);

категория С1 (разведанные);

категория С2 (оценённые).

Временная Классификация 2001 г.
Запасы
залежей
Разбуренные по эксплуатационной сетке скважин в соответствии с проектным документом Разрабатываемые по проекту разработки А
Разбуренные Разрабатываемые по технологической схеме В
Разведанные С₁
Предварительно оцененные С₂
Ресурсы
Подготовленные С₃
Прогнозные D₄
Прогнозные D₁
Прогнозные D₂

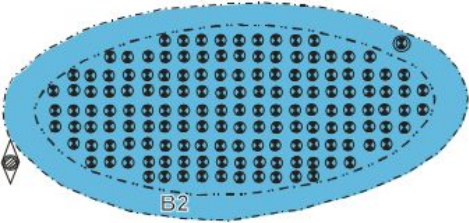
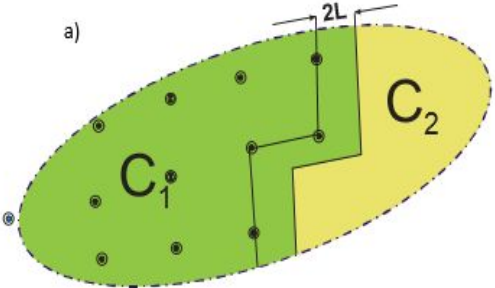
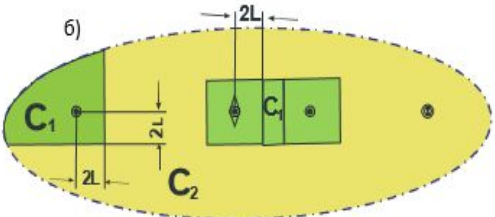
Классификация запасов, вступающая в силу с 01.01.2016 года	
Запасы	
залежей разрабатываемых месторождений	залежей разведываемых месторождений
Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин в соответствии с проектным документом Разрабатываемые А	
Неразбуренные, разведанные В₁	Разведанные С₁
Неразбуренные оцененные В₂	Оцененные С₂
Ресурсы	
Подготовленные D₀	
Локализованные D₃	
Перспективные D₁	
Прогнозируемые D₂	

	РФ	Действующая классификация запасов (ДКЗ) - РФ		Новая классификация запасов (НКЗ) - РФ		Западные классификации запасов
Запасы	Разведанные	А	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разрабатываемые	А	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин	Разбуренные, разрабатываемые
		В	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин	В ₁ В ₂	Подготовленный – основной проектный фонд эксплуатационных скважин. Оцененные – зависимый планируемый фонд эксплуатационных скважин	Неразрабатываемые
		С ₁	Пробурены разведочные скважины	С ₁	Разведанные	Отмеченные
	Предварительно оцененные	С ₂	В контуре залежи примыкающие к участкам более высоких категорий.	С ₂	Оцененные	Вероятные (расчетные)
Ресурсы	Перспективные	Д ₀ (С ₃)		Д ₀		Возможные
	Прогнозные локализованные	Д _{1л}		Д _{1л}		Гипотетические
	Прогнозные	Д ₁		Д ₁		
		Д ₂		Д ₂		Умозрительные (теоретически возможные)

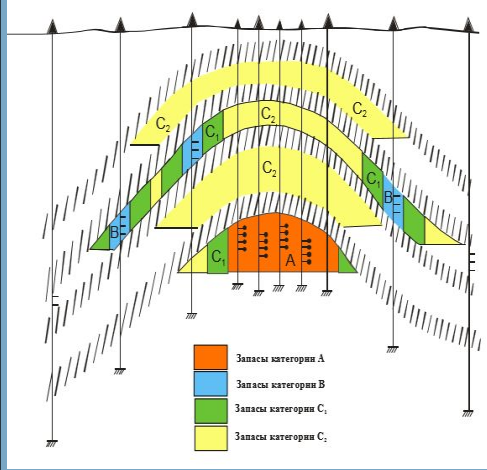
В соответствии с Классификацией запасов и ресурсов и инструкцией по ее применению такими условиями являются:

- разная степень разбуренности залежи (или ее части);
- связанная со стадийностью работ характеристика данных, по которым устанавливается нефтегазоносность объектов подсчета запасов или обосновывается нефтегазоносность перспективных объектов подсчета и оценки прогнозных ресурсов;
- обусловленные каждой категорией запасов и перспективных ресурсов требования к степени изученности основных параметров, характеризующих тип, форму, условия залегания и размеры залежи нефти и газа;
- тип, строение, свойства и характер насыщения пород-коллекторов, вмещающих УВ;
- состав и свойства плохо проницаемых пород покрышек;
- состав и свойства нефти, газа, конденсата и содержащихся в них полезных компонентов;
- основные показатели и параметры, от которых зависят условия разработки залежей;
- гидрогеологические и геокриологические условия проводки скважин

Классификация суммарных (геологических) ресурсов		Категории запасов и ресурсов	Объекты выделения категорий запасов и ресурсов	Данные, по которым установлены или которыми обусловлена нефтегазоносность	Границы категорий запасов и ресурсов	Степень изученности параметров залежи и основных показателей, определяющих условия ее разработки	Примеры выделения границ категорий запасов и ресурсов
Запасы	Разведанные	А	Залежь, разбуренная в соответствии с проектом разработки	Залежь в разработке	До границ залежи	Изучены полностью по данным разведочного и эксплуатационного бурения и разработки залежи (ее части)	
			То же для части залежи	Часть залежи в разработке	В контуре эксплуатационных скважин, пробуренных по проекту разработки		
	В	Залежь, разбурённая в соответствии с технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа	Залежь в разработке	До границ залежи	Изучены в степени, достаточной проекта разработки по данным разработки и эксплуатационного бурения и разработки залежи (ее части)		

Запасы	Разведанные	В	То же для части залежи	Часть залежи в разработке	В контуре эксплуатационных скважин, пробуренных по технологической схеме разработки месторождений нефти или проекту опытно-промышленной разработки месторождений газа		
		C₁	Разведанная залежь	Нефтегазоносность залежи установлена получением промышленных притоков нефти и газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительными данными керна и ГИС в неопробованных скважинах	До контура залежи, проведенного по данным опробования и ГИС, обосновывающим гипсометрическое положение ВНК, ГНК и ГВК	Изучены по данным разведочного и эксплуатационного бурения в степени, достаточной для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа. На нефтегазовых залежах установлена промышленная ценность нефтяной оторочки	
			Разведанная часть выявленной залежи	То же для разведанной части залежи	До контура залежи в пределах разведанной ее части, в пределах неразведанной части — на расстоянии, равном удвоенному расстоянию между добывающими скважинами (I), предусмотренному технологической схемой		

Запасы	Разведанные	C_1			разработки месторождения нефти или проектом опытно - промышленной разработки месторождения газа	
			<p>Участок около первой скважины с промышленным притоком на выявленной ею залежи</p>	<p>Нефтегазоносность установлена по данным бурения и испытания одной скважины и получения в ней промышленных притоков нефти или газа</p>	<p>В радиусе равном удвоенному расстоянию между добывающими скважинами сеток, применяемых на сходных по строению залежах района</p>	<p>Изучены по геологическим и геофизическим данным пробуренной скважины или принимаются по аналогии с соседними месторождениями</p>

Запасы	Предварительно оцененные	C₂	<p>Неразведанная часть выявленной залежи</p>	<p>Аналогия с разведанной частью залежи</p>	<p>В пределах части залежи, примыкающей к запасам категории C₁, по контуру, проведенному по аналогии с разведанной частью залежи</p>	<p>Принимаются по аналогии с разведанной частью залежи</p>	<p>См. рис. д и е</p>
			<p>Выявленные залежи в промежуточных и вышезалегающих пройденных бурением неопробованных продуктивных пластах на разведанном или разрабатываемом месторождении</p>	<p>Данные бурения, керна и промыслово - геофизических исследований (с использованием аналогии близ изученных месторождений в данном районе)</p>	<p>В пределах выявленных контуров залежей</p>	<p>Определены в общих чертах по данным геологических и геофизических исследований в пробуренных скважинах. Режим залежи, коэффициенты вытеснения, продуктивность, скважин, пластовые давление и температура, гидропроводность, пьезопроводность и т.п. принимаются по аналогии с выявленными залежами в тех же пластах соседних месторождений</p>	 <p>The diagram illustrates a geological cross-section of a reservoir. It shows several layers of rock with different reserve categories indicated by colors: A (orange), B (blue), C₁ (green), and C₂ (yellow). The layers are labeled C₂, C₁, C₂, C₂, C₁, C₂, C₁, A, C₁, C₂. A legend at the bottom right identifies the colors: orange for 'Запасы категории А', blue for 'Запасы категории В', green for 'Запасы категории С₁', and yellow for 'Запасы категории С₂'. Several vertical lines represent well locations, some with arrows indicating flow direction.</p>

Запасы	Предварительно оцененные		Залежи в неопробованных пластах отдельных куполов многокупольных месторождений, если доказана их полная аналогия изученным частям данного месторождения	То же, с использованием аналогии на разведанных куполах данного месторождения	В пределах контуров выявленных залежей	То же, в тех же пластах изученных куполов	
Ресурсы	Перспективные		Предполагаемые залежи в нескрытых бурением пластах на разведанных или разрабатываемых месторождениях, продуктивных на других месторождениях района	Промышленная нефтегазоносность, наличие коллекторов, перекрытых плохо проницаемыми породами, предполагается по аналогии с изученными месторождениями на основе анализа условий их формирования в пределах структурно - фациальной зоны, в которой выделяются перспективные площади	В пределах предполагаемой площади залежи	Принимаются по аналогии с выявленными залежами, расположенными в одной с перспективной площадью структурно-фациальной зоне. Тип, форма, размеры залежи и положение ВНК, ГНК и ГВК принимаются на основе региональных закономерностей, установленных в структурно-фациальной зоне, и с учетом заполнения ловушки	
			Предполагаемые залежи на подготовленных для глубокого бурения площадях, расположенных в одной структурно - фациальной зоне с выявленными залежами в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными методами геологических и геофизических исследований				 <p>Месторождение Месторождение Перспективная структура</p> <p>Запасы категории В Запасы категории С₁ Запасы категории С₂ Ресурсы категории D₁</p>

Ре
су
р
с
ы

Про
гно
зны
е

Д₁

**Предполагаемые залежи
в литолого-
стратиграфических
комплексах с
промышленной
нефтегазоносностью,
доказанной в пределах
оцениваемых
Крупных региональных
структур (I порядка)**

**Количественная
оценка
основывается на
результатах
геофизических и
геохимических
исследований и
анalogии с
изученными
залежами в тех же
комплексах в
пределах
оцениваемой
структуры I
порядка**

**Охватывают: в пределах части
структуры I порядка с еще
неустановленной
нефтегазоносностью: 1)
ловушки, подготовленные к
глубокому бурению; 2) ловушки,
выявленные по геологическим
и геофизическим данным; 3)
территории
с ловушками, предполагаемыми
на основании закономерностей
их распределения,
установленными на смежных,
хорошо изученных (эталонных)
территориях**

Рес
урсы

Прогнозные

D₂

Предполагаемые залежи в литолого-стратиграфических комплексах, промышленная нефтегазоносность которых в пределах крупной региональной структуры (I порядка) еще недосказана, но прогнозируется на основе комплекса имеющихся геолого-геохимических и геофизических данных

Количественная оценка основывается на общих геологических представлениях и аналогично с другими более изученными структурами I порядка с разведанными залежами в оцениваемых комплексах

Охватывают в пределах структур I порядка с неустановленной нефтегазоносностью: 1) ловушки, подготовленные к глубокому бурению; 2) ловушки, выявленные по геологическим и геофизическим данным; 3) территории с предполагаемыми ловушками

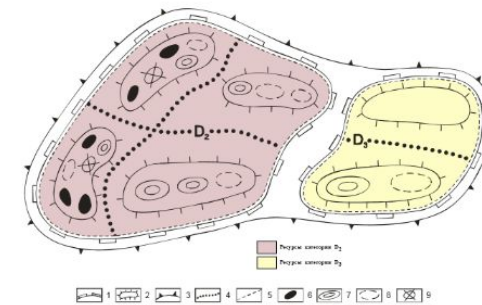
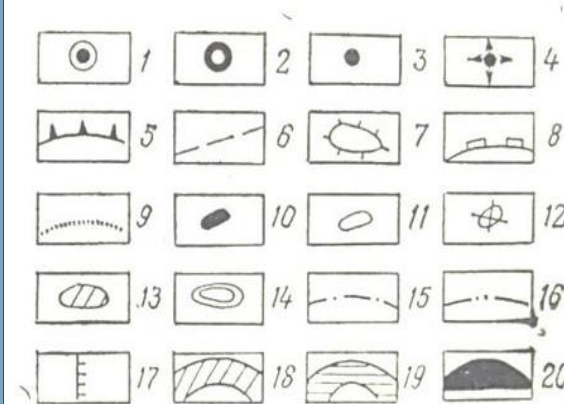


Рис. 6.11. Выделение ресурсов категорий D₂ и D₃.
Границы: 1 – структуры I-го порядка, 2 – зоны поднятий или валов, 3 – нефтегазоносной области, 4 – зоны нефтегазо-накопления, 5 – нефтегазового района, 6 – месторождения, ловушки, 7 – подготовленные к бурению, 8 – выявленные, 9 – выявленные из поискового бурения с отрицательным результатом.

Ресурсы	Прогнозные		Предполагаемые залежи в пределах структур I порядка с доказанной нефтегазоносностью		Охватывают территории с нефтегазоносными комплексами, погруженными значительно ниже глубин, достигнутых бурением, или нефтегазоперспективными комплексами, продуктивность которых еще не доказана		
---------	------------	--	---	--	---	--	---

Залежи: а - разбуренная по первому и частично по второму проектному документу, б — разбуренная полностью по первому проектному документу, в - разбуренная частично по первому проектному документу, г — подготовленная к разработке, д — частично разбуренная поисковыми и разведочными скважинами, а — выявленная первой поисковой скважиной; ж — выделение запасов категории С, в промежуточных и вышезалегающих пластах; э - выделение перспективных ресурсов категории С3; и — выделение прогнозных ресурсов категорий Д1 и Д2. Скважины: 1 — разведочные, неопробованные, 2 - давшие промышленные притоки, 3 — добывающие 4 — нагнетательные-границы: 5 — нефтегазоносной области. 6— нефтегазоносного района, 7 — зоны поднятий или валов; 8 — структуры I порядка- 9 — зоны нефтегазонакопления; 10 - месторождения; 11 — перспективные площади; ловушки; 12 - пустые, 13 -подготовленные к бурению; 14 - выявленные-контуры нефтеносности; 15 - внешний, 16 - внутренний; 17 - интервалы перфорации; 18- непроницаемые породы; 19 - опорный маркирующий горизонт; 20 — нефть (или газ)

Группы запасов нефти и газа и основные принципы их подсчета и учета

По народнохозяйственному значению запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подразделяются на две группы, подлежащие самостоятельному подсчету и учету:

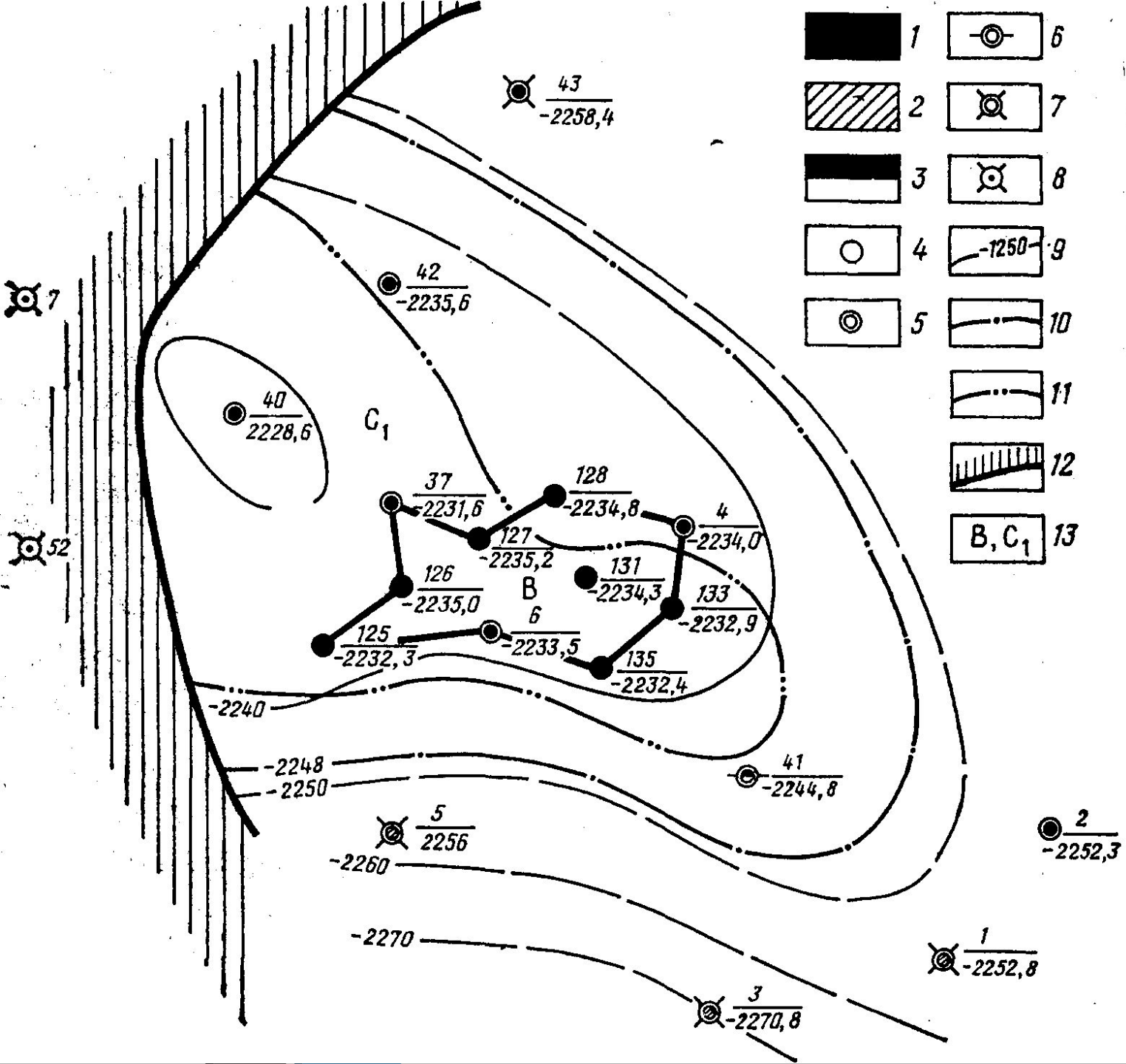
балансовые—запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

забалансовые—запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах нефти, растворенного газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, подсчитываются и учитываются извлекаемые запасы.

Извлекаемые запасы - часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Основным графическим документом при подсчете запасов служит подсчетный план. Подсчетные планы составляются на основе структурной карты по кровле (поверхности) продуктивных пластов-коллекторов или же хорошо прослеживающегося ближайшего репера, расположенного не более чем на 10 м выше или ниже кровли пласта.



Пример подсчетного плана залежи.

1 — нефть; 2 — вода; 3 — нефть и вода; скважины: 4 — добывающие, 5 — разведочные, 6 — в консервации, 7 — ликвидированные, 8 — не давшие притока; 9 — изогипсы поверхности коллекторов, м; контуры нефтеносности: 10 — внешний, 11 — внутренний; 12 — граница литолого-фациального замещения коллекторов; 13 — категории запасов; цифры у скважин:

в числителе — номер скважины, в знаменателе — абсолютная отметка кровли коллектора, м.

На подсчетный план также наносятся все пробуренные на дату подсчета запасов скважины (с точным указанием положения устьев, то-чек пересечения ими кровли соответствующего продуктивного пласта):

- разведочные;
- добывающие;
- законсервированные в ожидании организации промысла;
- нагнетательные и наблюдательные;
- давшие безводную нефть, нефть с водой, газ, газ с конденсатом, газ с конденсатом и водой и воду;
- находящиеся в опробовании;
- неопробованные, с указанием характеристики нефте-, газо- и водонасыщенности пластов - коллекторов по данным интерпретации материалов геофизических исследований скважин;
- ликвидированные, с указанием причин ликвидации;
- вскрывшие пласт, сложенный непроницаемыми породами.



Лекция 5. Сущность объемного метода. Способы определения средних значений параметров объемного метода.

Подсчет запасов – это комплекс научных исследований по обобщению данных ГРР, опытных и промышленных работ, выполненных на месторождении, направленный на создания объектных геологических моделей залежей в соответствии со степенью их изученности, на основе которых различными методами определяется количество полезных ископаемых и содержащихся в них полезных компонентов.

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства пород-коллекторов, слагающих залежи нефти и газа или их части.

Данный метод ПЗ нефти широко распространен и может быть использован при любом режиме работы нефти пласта и на любой стадии его разведанности.

Варианты объемного метода – собственно-объемный, объемно-статистический, гектарный, объемно-весовой и вариант изолиний.

На практике применяется в основном собственно-объемный метод.

При подсчете запасов объемным методом исходя из того, что нефть залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его породу.

$$Q = F \cdot h \cdot m \cdot K_H \cdot \rho \cdot \Theta \cdot \eta$$

Q – извлекаемые запасы нефти, т

F – площадь нефтеносности, м²

h – нефтенасыщенная толщина пласта, м

m – коэффициент открытых пор нефтесодержащих пород, д.е.

K_H – коэффициент нефтенасыщенности пород, д.е.

ρ – плотность нефти на поверхности, т/м³

Θ - пересчет коэфф., учит.усадку нефти: $\Theta = 1/v$ (в-объемный коэффициент пластовой нефти)

η – коэффициент нефтеотдачи, д.е.

При ПЗН ОМ должны быть представлены:

- обоснование выделенных категорий запасов с указанием их границ на подсчетном плане – структурной карте по кровле горизонта с обозначением результатов опробования или пробной эксплуатации скважин условными знаками.
- фактические данные по скважинам об эффективности нефтенасыщенности толщины пласта, его пористости, а также о методике получения и обоснования принятых исходных данных.
- данные об анализах нефти и усадке при извлечении ее на поверхность, а также данные о газовом факторе.
- фактические данные о $R_{пл}$, $R_{нас.}$ и t горизонта месторождения.
- данные о режимах работы горизонта, типе коллектора и его свойствах.

Объемно-статистический вариант ОМ ПЗ нефти

Основан на испытании по истощенному (выработанному) пласту.

Произведения коэффициента нефтеотдачи на коэффициент нефтенасыщения.

$X = K_n \cdot \eta$ – коэффициент использования объема пор. Это произведение может быть принято для ПЗн ОМ на новых аналогичных по геологическому строению месторождениях, для которых отдельное определение коэффициентов нефтенасыщенности и нефтеотдачи затруднительно

(категории С1 и С2) - $Q' = F' \cdot h' \cdot m' \cdot x \cdot \rho \cdot \Theta$,

$X = Q / Fhm\rho$ полагается, что на разбуренной площади все скважины находятся на грани истощения (здесь Q – количество добытой нефти)

Вариант изолиний – состоит в использовании основных показателей формулы объемного метода.

Строят карты $hmK_n \rightarrow \Sigma$

$\Theta \cdot \rho \cdot \eta - \text{const} \rightarrow Q_b$

Гектарный вариант ОМ ПЗн – для низких категорий запасов, когда имеются сведения лишь о предложенной площади месторождения и суммарной эффективной мощности всех возможных продуктивных горизонтов.

Сущность – по разбуриванию и истощению площади определяется суммарная добыча нефти с начала разработки Q и суммарный эффективный V всех продуктивных горизонтов \rightarrow Вычисляют начальный запас нефти, который приходится на 1 га площади и 1 м толщины

$g = Q / F \Sigma h$. Эта цифра удельного запаса по аналогии экстраполяции на соседние мало разведанные площади, находятся в сходных численных условиях. Тогда по новой площади промышленные запасы составят

$$Q = g F' \Sigma h'$$

F' - предполагаемая площадь н/н нового месторождения, га;

$\Sigma h'$ - предполагаемая суммарная эффективная толщина продуктивных горизонтов, м.

Характеристика и методика определения исходных данных

Площадь нефтеносности (F) устанавливается на основе данных пробуренных скважин и их испытания измеряется на подсчетных планах (планиметр).

Нефтенасыщенная толщина пласта (h) – определяется по данным анализа кернов, электро и радиоактивного каротажа, материального опробования скважин, позволит установить ВНК и границы эффективной нефтенасыщенной толщины.

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина может вычисляться как среднеарифметическая или как средневзвешенная по площади.

Объем продуктивной части пласта ($F \cdot h$) производится арифметическим способом с помощью карт изопахит, литологической карты, методом графического интегрирования.

-арифметический способ – для монолитных простого строения пластов (с необходимым изменением h)

$$V = (\sum h_{\text{сск}} / N_{\text{скв}}) \cdot F_{\text{н}} / n$$

-по картам изопахит

$$F_1 h_1 + F_2 h_2 + \dots$$

Характеристика методики определения и расчета средних величин коэффициента открытой пористости и нефтенасыщенности

Коэффициент открытой пористости (m) – определяется по данным изучения образцов керна, в достаточном количестве представлен по результатам проведения ГИС. Средние значения (m) мб.б. определено – среднее по объему пласта, числу образцов, среднее по скважинам, средневзвешенные по площади.

Коэффициент нефтенасыщенности (K_n) – отношение объема нефти, содержащегося в порах пласта к объему всех пор пласта. $K_n = 1 - K_v$ (коэффициент водонасыщения) $K_v = \text{отн. об. связ. воды} / V_{\text{ппо. пространства}}$.

Плотность нефти – плотность нефти при стандартных условиях. Для расчета берут среднюю ρ_n по пласту.

Пересчетный коэффициент Θ – для приведения побочных запасов в недрах к стандартным условиям на поверхности.

$\Theta = 1/b$ – объемный коэффициент пластовой нефти.

Коэффициент нефтеотдачи – зависит от литолого-физических свойств коллектора, свойств нефти, темпа и системы разработки метода эксплуатации и т.д.

Определение кондиционных пределов коллекторских свойств пласта

Нижние пределы значений параметров, на основании которых пласты относятся к определенной группе пород, называются кондиционными значениями или кондициями.

Кондиции представляют собой min значения пористости и проницаемости, при которых порода способна содержать и отдавать нефть.

Основным критерием характеризующие кондиционные границы пород является их продуктивность, определяемая удельным коэффициентом продуктивности $g = Q/H\Delta p$

Q-суточная добыча скважин т/сут,

H-эффективная толщина пласта, м,

ΔP – перепад давления на устье и забое, Мпа.

По результатам лабораторных исследований керна определяются величины открытой пористости и проницаемости. Затем строят график $K_{\text{прониц.}}-g$.

Подсчет запасов свободного газа объемным методом

$$V = Fhm\beta_{\Gamma}f(P_o\alpha_o - P_k\alpha_k)\eta_{\Gamma}, \text{ где}$$

V – извлекаемые запасы газа на дату расчета, м^3

F – площадь в пределах продуктивного контура газоносности, м^2

H – средняя толщина пористой части газоносного пласта, м

M – коэффициент пористости, д.е.

β_{Γ} – коэффициент газонасыщенности, с учетом содержания связанной воды, д.е.

f – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре, д.е.

P_o – среднее абсолютное давление в залежи на дату расчета, Мпа

P_k – конечное среднее остаточное абсолютное давление в залежи (после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления равного $0,1 \text{ Мпа}$)

α_o и α_k – поправки на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта соответственно для давлений P_o и P_k .

$$f = (T + t_{ст}) / (T + t_{пл})$$

T - абсолютная температура, равная 273°C

$$t_{ст} = 20^{\circ}\text{C}$$

$t_{пл}$ - пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$.

$$P_k = P_{атм} \cdot e^{1293 \times 10^{-9} H \rho_2}$$

P_o – среднее абсолютное давление в залежи на дату расчета, Мпа

P_k – конечное среднее остаточное абсолютное давление в залежи (после извлечения промышленных запасов газа и установления на устье скважины абсолютного давления равного 0,1 Мпа)

$$t_{пл} = (H - H_{пл}) / k + t_{ср}$$

H - средняя глубина залегания продуктивного пласта, м

$H_{пл}$ – глубина залегания слоя с $t \text{ const}$, м

K - геотермическая ступень, $\text{м}/^{\circ}\text{C}$

$t_{ср}$ – среднегодовая температура воздуха на поверхности, $^{\circ}\text{C}$

$$K = (H - H_{пл}) / (t_{пл} - t_{ср}) \text{ м/}^{\circ}\text{C}$$

$$p_r = \Sigma(Y p_c) / 100$$

$$T_r = \Sigma(Y t_c) / 100$$

p_r и T_r – сумма средневзвешенных давлений и температур отдельных углеводородов

Y – объемное или мольное содержание данного компонента в газе, %

P_c и T_c – критические давления и температуры отдельных составляющих газа.

T_c в градусах Кельвина.

$$P_R = P_{абс} / P_r$$

$$P_{абс} = P_{пл} + 0,1 \text{ Мпа}$$

$$T_R = (T + t_{пл}) / T_r$$

$$T - 273^{\circ}\text{C}$$

Для расчета величин поправок α_0 и α_k на отклонение углеводородных газов от закона Бойля-Мариотта необходимо предварительно определить коэффициент сжимаемости Z газа по графику, представленному в виде функции от приведенного псевдокритического давления P_R и приведенной псевдокритической температуры T_R .

При определении коэффициента сжимаемости нефтяных газов, состоящих из смеси компонентов, имеющих различные критические P и T необходимо предварительно подсчитать их псевдокритические P и T по фракционному составу. Псевдокритические давления и температура определяется из следующих выражений:

$$p_r = \frac{\sum(Y P_c)}{100}$$

$$T_r = \frac{\sum(Y T_c)}{100}$$

p_r и T_r – сумма средневзвешенных давлений и температур отдельных УВ

Y -объемное или мольное содержание данного компонента в газе, %

P_c и T_c – критические давления и температуры отдельных составляющих газа.

T_c в градусах Кельвина.

Приведенное псевдокритическое давление – отношение давления под которым находится смесь газов к псевдокритическому давлению

$$PR = \frac{P_{абс}}{P_r}$$

$$P_{абс} = P_{пл} + 0,1 \text{ Мпа}$$

Приведенная псевдокритическая температура

$$TR = \frac{T + t_{nn}}{T_r}$$

$$T - 273 \text{ оС}$$

По данным приведенных псевдокритических температур и давлений по графику находим коэффициент сжимаемости $Z \rightarrow$ поправка на отклонения

данного газа от закона Бойля-Мариотта $\alpha = \frac{1}{Z}$

α_o находится: $P_{абс} = P_o + 0,1 \rightarrow P_{R_o} = P_{абс} / P_r \rightarrow P_{R_o}$ и T_R (на графике) $- Z_o \rightarrow \alpha_o = \frac{1}{Z_o}$

α_k α_o находится: $P_{абс}^k = P_k + 0,1 \rightarrow P_{R_k} = P_{абс}^k / P_r \rightarrow P_{R_k}$ и T_R (на графике) $Z_k \rightarrow \alpha_k = \frac{1}{Z_k}$

Способы определения средних значений параметров объемного метода

При подсчете запасов нефти и свободного газа объемным методом используются различные способы расчета средних значений параметров:

- среднего арифметического;
- средневзвешенного;
- средневзвешенного по эффективной нефти(газо) насыщенной толщине;
- средневзвешенного по площади;
- средневзвешенного по объему (пород-коллекторов; пустотного пространства пород-коллекторов; пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенного нефтью или свободным газом).

Определение среднего арифметического и средневзвешенного значений

При расчете среднего арифметического значения любого параметра все наблюдаемые значения X_i делят на число наблюдений n :

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$$

$n = 1$

Такой способ расчета применяют для определения средних значений параметров по скважинам или по залежи в целом. В последнем случае общее число наблюдений должно быть меньше 20. Если число наблюдений превышает указанную величину, среднее определяется как средневзвешенное значение. Для этого весь диапазон изменения значений параметра разбивается на равновеликие классы. В каждом классе определяется число попавших в него наблюдений m_j . Умножив значения средних каждого класса на соответствующее число наблюдений m_j и разделив сумму этих произведений на общее число наблюдений n , определяют средневзвешенное значение параметра:

$$x_{\text{ср.взв.}} = \frac{\sum_{j=1}^k x_j m_j}{\sum_{j=1}^k m_j} = \frac{\sum_{j=1}^k x_j m_j}{n}$$

Однако для расчета средних значений параметров залежи в целом по формулам имеются ограничения.

Обе формулы неприменимы, если:

- статистическое распределение наблюдаемых значений параметра противоречит теоретическому закону распределения этого параметра;
- на залежи по данным средних значений в скважинах установлено закономерное изменение исследуемого параметра по площади;
- установлено закономерное изменение одного из параметров,
- входящих в формулу объемного метода, в зависимости от изменения других параметров.

Рассмотрим эти случаи.

Многочисленными исследованиями установлено, что представительные (после отбраковки некондиционных) наблюдаемые значения по керну коэффициентов открытой пористости и нефте(газо)насыщенности из проницаемых интервалов однородного пласта распределяются в соответствии с нормальным законом распределения. Оценкой математического ожидания этого распределения является среднее значение, вычисляемое по формулам. Отклонение статистического распределения параметров от закона нормального распределения выявляется с помощью критерия Пирсона χ^2 . Он вычисляется по формуле:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \frac{(m_i - n p_i)^2}{n p_i}$$

m_i — число определений значений параметра в i -м классе; p_i — вероятность попадания теоретического числа определений в i -й класс; $n p_i$ — теоретическое число определений в i -м классе; n — общее число определений по пласту (залежи); r — число классов.

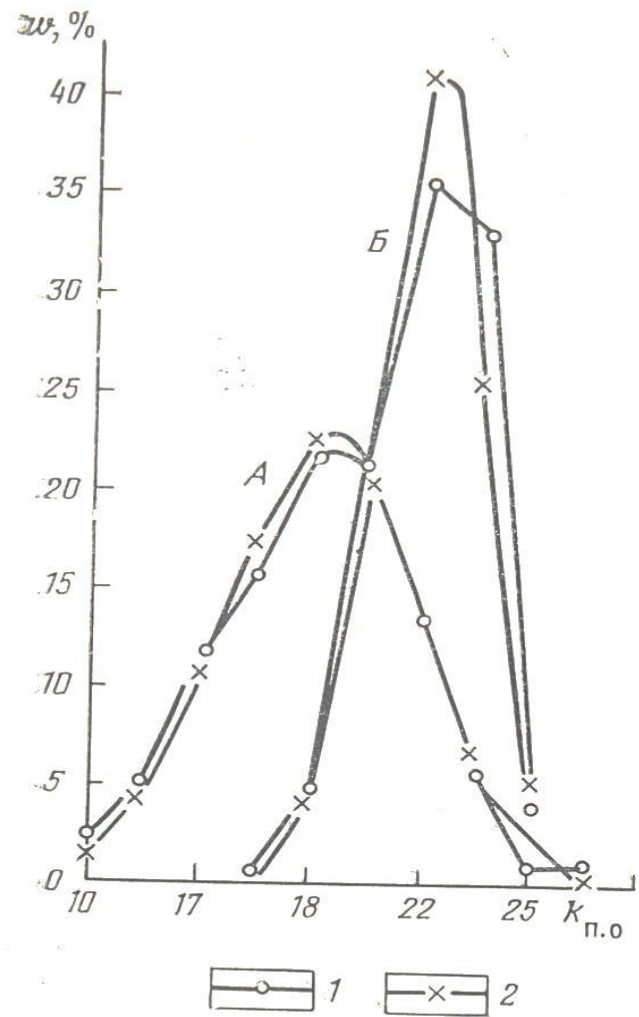


Рис. 11. Фактические и теоретические кривые распределения значений открытой пористости $k_{п.о}$ месторождений А и Б (по Л. Ф. Дементьеву).

1 — фактические кривые; 2 — теоретические кривые; ω — частота встречаемости

В свою очередь вероятность p_i рассчитывается по формуле нормированной функции Лапласа Φ_0

$$p_i = \Phi_0[(x_2 - \bar{x})/S] - \Phi_0[(x_1 - \bar{x})/S]$$

где x_2 и x_1 — значения параметра на границе класса; \bar{x} — среднее значение статистического распределения этого параметра; s — оценка среднего квадратического отклонения.

Если вычисленное значение этого критерия оказывается больше табличного, то исследуемое статистическое распределение противоречит нормальному закону.

$$\bar{h}_{\text{н.эф.}} \cdot \bar{k}_{\text{п.о.}} - \bar{h}_{\text{н.эф.}} \cdot \bar{k}_{\text{п.о.}} - \bar{k}_{\text{п.о.}} \neq 0$$

где $\bar{h}_{\text{н.эф.}}$ и $\bar{k}_{\text{п.о.}}$ — средние значения параметров, причем при наличии прямой корреляционной связи использование средних арифметических значений ведет к систематическому занижению запасов, а при обратной связи — к их завышению. Вследствие этого при взаимосвязанном изменении параметров, входящих в формулу объемного метода, средние значения должны определяться взвешиванием по объему.

Определение средневзвешенного по эффективной нефте(газо)-насыщенной толщине значения

Такой вид среднего значения рассчитывается по формуле

$$x_{\text{ср.взв}} = \left(\sum_{i=1}^n x_i h_{\text{н.эф } i} \right) / \left(\sum_{i=1}^n h_{\text{н.эф } i} \right)$$

где x_i — среднее значение параметра в i -м проницаемом интервале продуктивного пласта; $h_{\text{н.эф } i}$ - эффективная нефте(газо)насыщенная толщина i -го интервала.

Этот способ применяется только для определения средних значений параметров по скважинам. К числу таких параметров относятся открытая пористость и ее составляющие, эффективная пористость, нефте(газо)насыщенность.

Определение средневзвешенного по площади значения

Этот способ расчета производится на основе карты изменения значений параметра, предварительно определенных по продуктивному пласту в каждой скважине. С помощью средневзвешенного по площади может быть определено среднее значение любого параметра формул объемного метода.

Рассмотрим принцип расчета на примере карты эффективной нефтенасыщенной толщины массивной залежи.

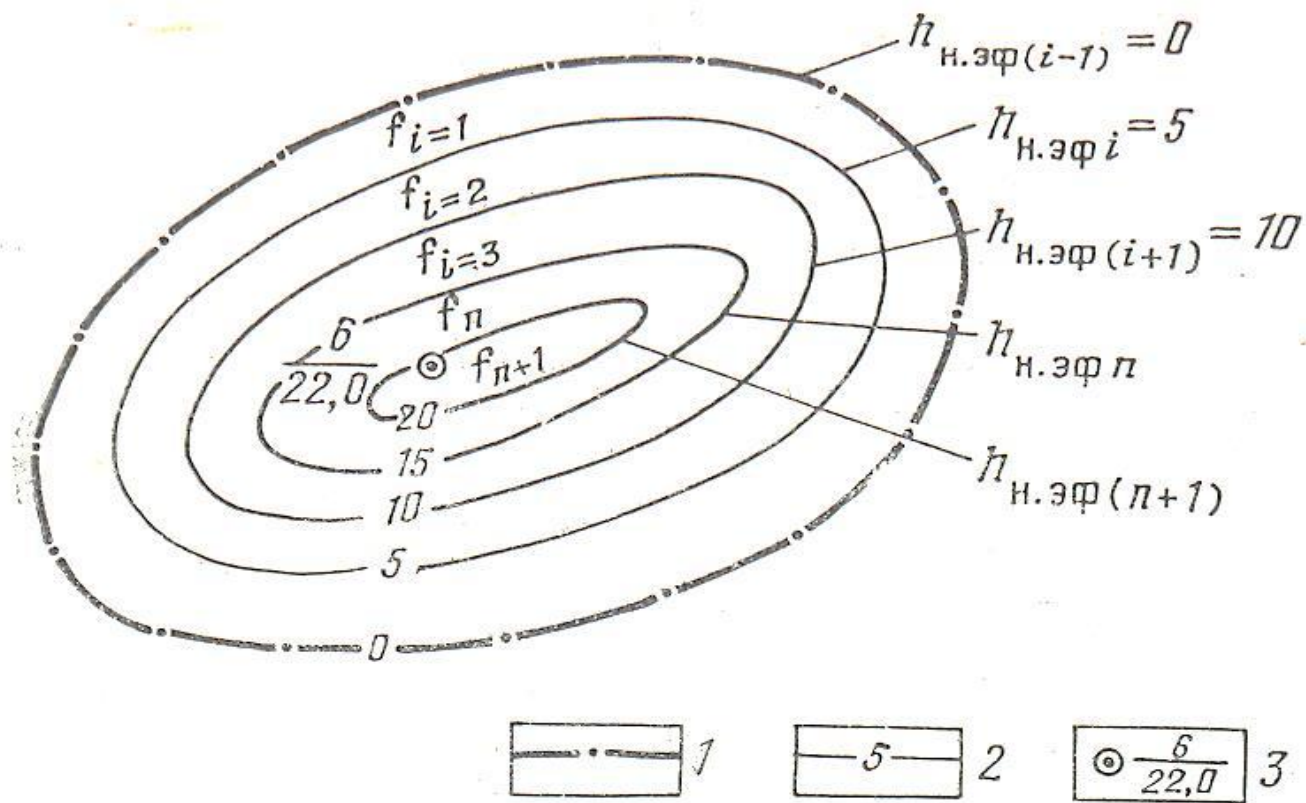


Рис. 12 Пример использования эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф}$ массивной залежи для определения объемов коллекторов и средневзвешенного по площади значения эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{н.эф. ср. взв}$

1 — внешний контур нефтеносности; 2 — изопахиты, м; 3 — скважина (в числителе — номер, в знаменателе — эффективная нефтенасыщенная толщина, м).

Формула определения $h_{н.эф.ср.взв}$ имеет двухчленное строение. Первая часть характеризует параметры прикупольной зоны, а вторая — остальной части залежи:

$$h_{н.эф.ср.взв} = \frac{\frac{h_{н.эф.(n+1)} + h_{н.эф.скв}}{2} f_{(n+1)} + \sum_{i=1}^n \frac{h_{н.эф.(i-1)} + h_{н.эф.i}}{2} f_i}{f_{n+1} + \sum_{i=1}^n f_i}$$

где $h_{н.эф.(n+1)}$ — значение прикупольной изопахиты; $h_{н.эф.скв}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в прикупольной скважине; $h_{н.эф.(i-1)}$, $h_{н.эф.i}$ — значения смежных изопахит, ограничивающих элементарные площадки f_i ; f_{n+1} — площадь, ограниченная прикупольной изопахитой.

Знаменатель в формуле равен площади залежи F . Если в пределах залежи прикупольная зона отсутствует, то первые слагаемые в числителе и знаменателе формулы опускаются. Применительно к рассмотренному примеру выражение в числителе равно объему коллекторов залежи (ее части), который в общем виде определяется формулой

$$V_K = \iint_F (h_{\text{н.эф}})(x, y) dx dy \quad (1)$$

Значения параметров, средневзвешенные по площади, рассчитываются в случаях закономерного изменения параметров по площади залежи и при неравномерном расположении скважин в пределах залежей, особенно массивных.

Определение средневзвешенного по объему значения

При взвешивании по объему для определения средних значений параметров составляются две карты, нередко совмещаемые на одном чертеже.

Изолинии одной карты отражают произведение $h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}}$ или $h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}}$ (каждую из этих карт получают перемножением карт параметров-сомножителей). Другой картой соответственно может быть карта изопахит или карта в изолиниях $h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}}$. В случае газовых залежей вместо $k_{\text{н}}$ берется $k_{\text{Т}}$.

Планиметрируя карту $h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}}$ получают объем пустотного пространства пород-коллекторов, равный

$$V_{\text{п}} = \iint_F (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})(x, y) dx dy \quad (2)$$

Объем коллекторов, выступающий в роли взвешивающего объема, определяется по формуле (1). Деление (2) на (1) даст в общем виде средневзвешенное значение коэффициента открытой пористости:

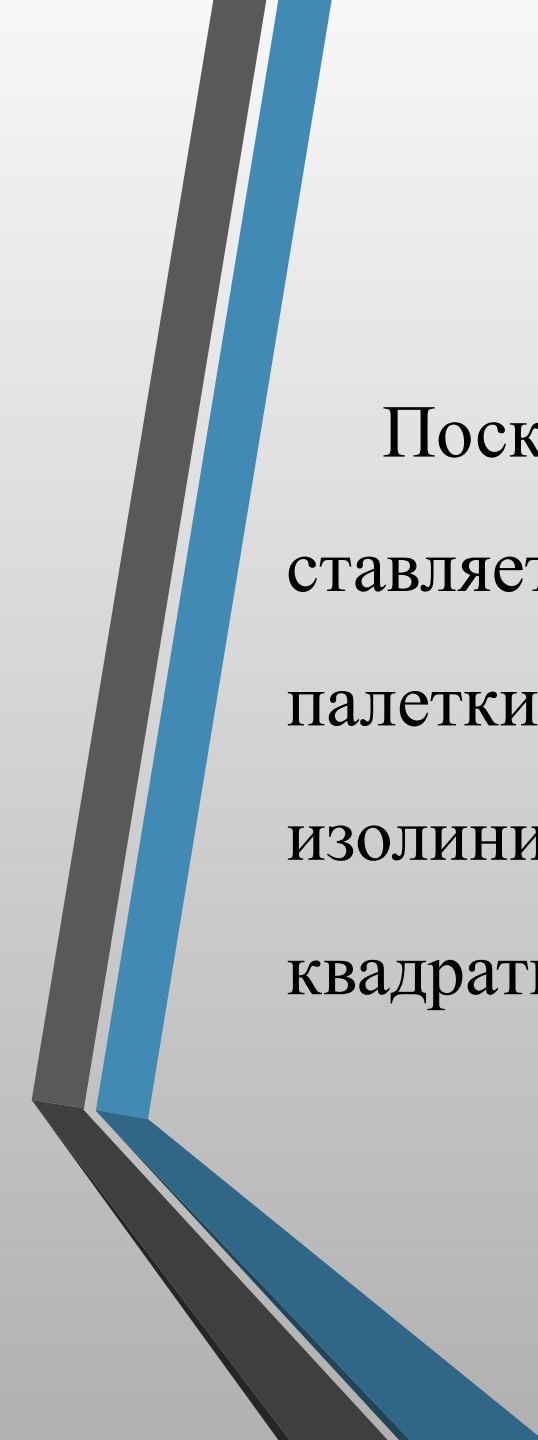
$$k_{п.о \text{ ср.взв.}} = \left[\iint_F (h_{н.эф} k_{п.о})(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F h(x, y) dx dy \right] \quad (3)$$

Аналогичным образом получают средневзвешенное по объему коллекторов значение коэффициента нефте(газо) насыщенности:

$$k_{н \text{ ср.взв.}} = \left[\iint_F (h_{н.эф} k_{п.о} k_{н})(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F (h_{н.эф} k_{п.о})(x, y) dx dy \right]$$

Забегаая несколько вперед, заметим, что подобный способ расчетов средневзвешенных значений широко используется и в методах, основанных на принципе материального баланса, для расчета средних текущих пластовых давлений, взвешенных или по объему коллекторов, или по объему пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом. Для последнего случая формула в общем виде следующая:

$$p_{\text{ср.взв}} = \left[\iint_F (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}} p)(x, y) dx dy \right] / \left[\iint_F (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}})(x, y) dx dy \right]$$



Поскольку планиметрирование для подобных расчетов представляется весьма трудоемкой процедурой, пользуются способом палетки П. К. Соболевского. Для этого карта с двумя системами изолиний, совмещенных на одном чертеже, покрывается равномерной квадратной сеткой с шагом в 1 см или более.

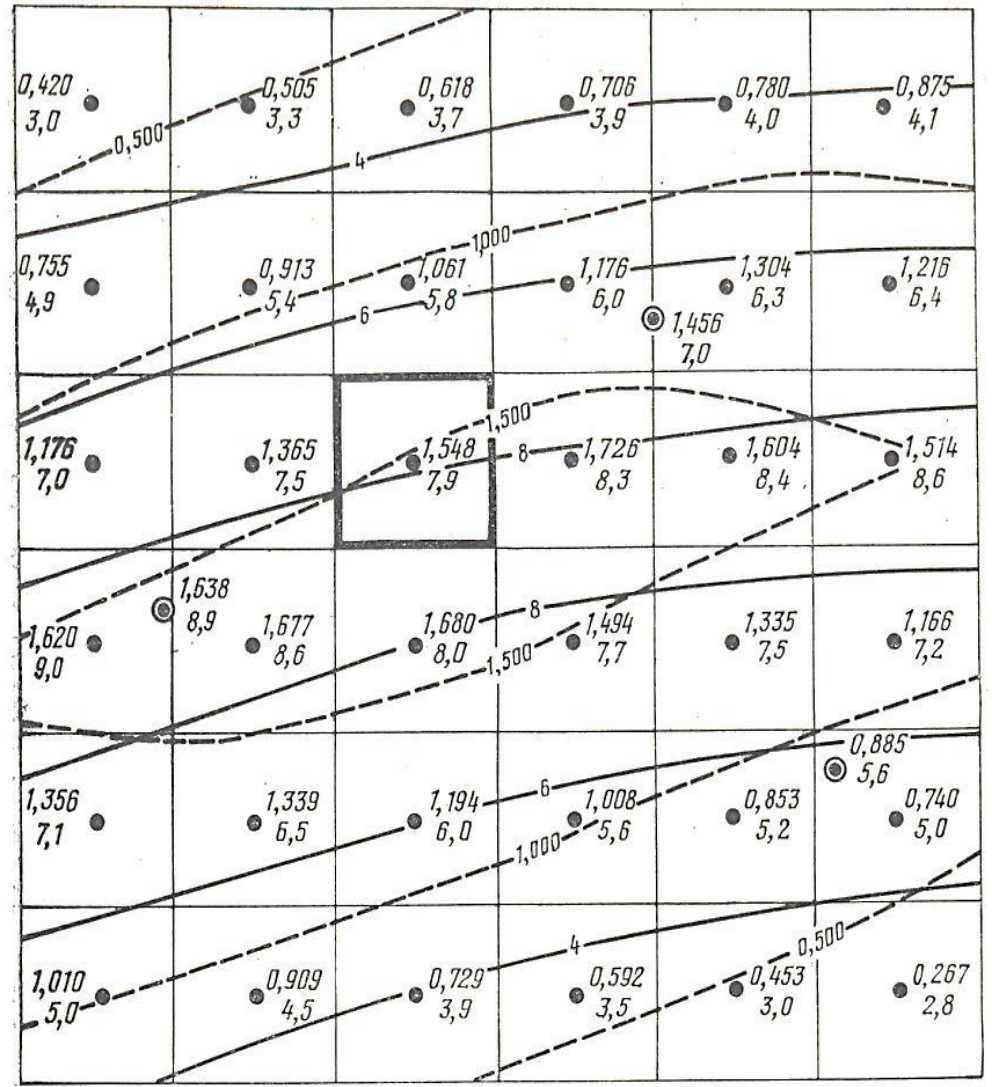
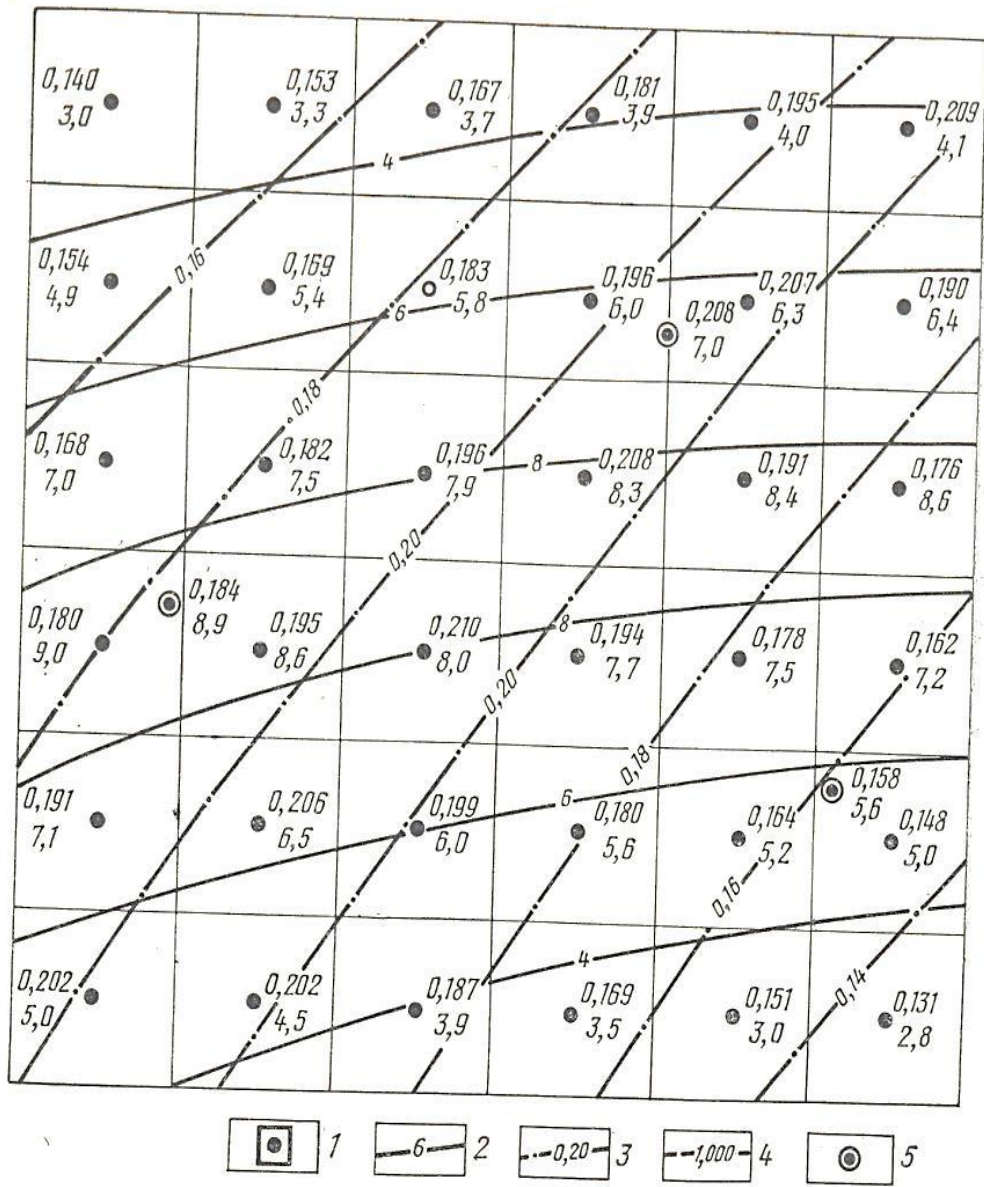
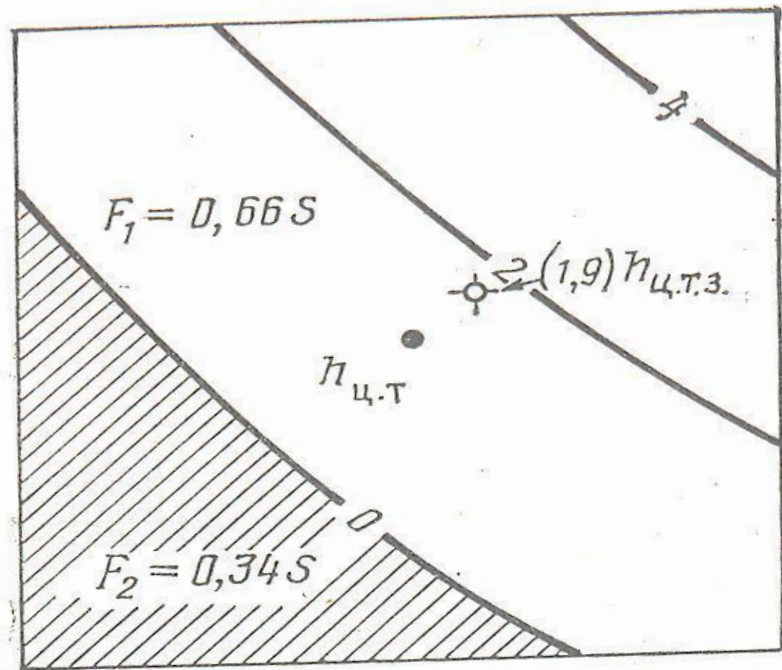


Рис. 13 Применение метода палетки П. К. Соболевского для определения средневзвешенного по объему коллекторов значения коэффициента открытой пористости (фрагмент участка залежи).

Карты с палетками: а — эффективной нефте(газо)насыщенной толщины $h_{н.эф}$ и открытой пористости $k_{п.о}$; б — эффективной нефте(газо)насыщенной толщины $h_{н.эф}$ и произведения $h_{н.эф}k_{п.о}$. 1 — квадрат палетки с точкой в центре; изолинии: 2 — $h_{н.эф}$, м, 3 — $k_{п.о}$, 4 — $h_{н.эф}k_{п.о}$; 5 — скважины; цифры в квадратах палетки у скважин: верхняя — значения $k_{п.о}$ (а) и $h_{н.эф}k_{п.о}$ (б), нижняя — значения $h_{н.эф}$



$$V = 0,66 \times 1,9 \times 1 = 1,25 \text{ м}^3$$

при $S = 1 \text{ см}^2$

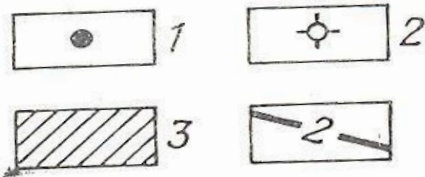


Рис. 14 Пример определения параметров внутри квадрата прямоугольной сетки с частичным заполнением.

1 — центр квадрата палетки; 2 — центр тяжести зоны; 3 — зона отсутствия коллекторов; 4 — изопахиты, м.

В точках, соответствующих центрам каждого квадрата, интерполяцией между соседними изолиниями рассчитываются значения обоих параметров. Если квадрат неполный или внутри квадрата проходит граница между разными зонами залежи (нефтяной, водонефтяной, разных категорий запасов и т. п.), то устанавливается доля квадрата, приходящаяся на каждую зону.

Так, расчет средневзвешенного по объему пород-коллекторов значения коэффициента открытой пористости, в общем виде представленный формулой (3), с помощью палетки значительно упрощается:

$$k_{\text{п.о ср.взв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n h_{\text{н.эф } i} \right]$$

где $(h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})_i$ — произведение эффективной нефте(газо)насыщенной толщины на коэффициент открытой пористости в центре i -го квадрата;
 $h_{\text{н.эф } i}$ — эффективная нефте(газо)насыщенная толщина в центре i -го квадрата.

Следовательно, чтобы рассчитать средневзвешенное по объему значение параметра, достаточно сложить все значения каждой карты и полученные суммы разделить на другую. В свою очередь числитель равен с учетом масштаба карты объему пустотного пространства коллекторов, а знаменатель — объему коллекторов.

Аналогично можно представить формулы расчета средневзвешенных по объему коллекторов значений коэффициентов нефте(газо)насыщенности и эффективной пористости:

$$k_{\text{н.ср.взв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}})_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})_i \right]$$

$$k_{\text{п.эф.ср.взв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.эф}})_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}})_i \right]$$

На этом же принципе основывается расчет значений текущих пластовых давлений,

средневзвешенных по объему коллекторов :
$$p_{\text{ср.взв}} = \frac{[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} p)_i]}{[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}})_i]}$$

по объему пустотного пространства:

$$p_{\text{ср.взв}} = [\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} p)_i] / [\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}})_i]$$

по объему пустотного пространства, насыщенного нефтью (свободным газом):

$$p_{\text{ср.взв}} = \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}} p)_i \right] / \left[\sum_{i=1}^n (h_{\text{н.эф}} k_{\text{п.о}} k_{\text{н}}) \right]$$

Рассмотренный принцип расчета средневзвешенных значений параметров реализуется при подсчете запасов на ЭВМ.

α

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV
1		0,25 0,075 3,282	0,25 0,075 3,282											
2		0,6 0,09 7,83	3 0,7 38,88	5,6 1 72,35	8,8 0,95 113,87	4,6 0,55 59,8	2,37 0,3 30,90	1,9 0,32 24,776	2,9 0,52 37,7	3,7 0,7 48,026	3,4 0,65 44,166	7,8 0,4 23,472	0,4 0,026 5,252	
3	0,2 0,01 2,602	3,2 0,75 41,152	9,6 1 122,4	16,58 1 210,40	18,18 1 231,43	15,8 1 202,8	11,0 1 141,02	9,07 1 116,78	10,6 1 135,46	12,4 1 158,22	11,8 1 150,80	7,95 1 102,39	2,95 0,85 38,261	0,3 0,012 3,93
4	1,7 0,35 21,811	7,9 1 100,09	17,7 1 221,69	26,16 1 325,69	30,78 1 384,44	29,2 1 366,16	23,7 1 297,67	20,3 1 254,76	20,8 1 260,62	22,6 1 282,95	21,9 1 276,37	19,5 1 248,23	8,6 1 110,76	1,6 0,33 20,848
5	3,8 0,75 48,26	13,4 1 167,36	24,6 1 303,31	34,05 1 417,45	36,2 1 445,26	35,6 1 440,01	33,8 1 416,75	31,9 1 392,05	33,1 1 404,79	33,3 1 412,92	30,3 1 379,35	20,4 1 258,46	12,9 1 165,63	3,4 0,55 44,23
6	4,55 0,95 57,46	12,2 1 151,28	27,7 1 339,32	33,35 1 407,53	35,72 1 436,85	34,1 1 420,45	32,2 1 396,7	32,63 1 402,24	34,27 1 423,23	33,07 1 412,71	28,2 1 355,03	19,8 1 252,25	9,37 1 120,77	1,87 0,33 24,403
7	3,5 0,77 44,31	11,5 1 145,70	19,5 1 240,43	24,4 1 301,09	27,02 1 336,23	21,8 1 272,71	20,25 1 253,53	20,4 1 256,63	20,6 1 260,38	19,4 1 246,38	15,3 1 198,68	8,77 0,96 112,95	2,5 0,47 32,47	
8	1,25 0,3 15,93	5,92 1 74,71	11,5 1 143,98	13,6 1 170,68	12,98 1 164,32	10,7 1 136,42	8,34 1 106,75	6,82 0,96 87,56	6,35 0,83 81,78	5,62 0,75 72,61	3,5 0,5 45,25	4,27 0,18 16,53		
9		1,42 0,36 18,133	37,5 0,8 47,662	4,67 0,9 59,49	4,16 0,8 53,41	3 0,6 38,97	1,54 0,3 20	0,35 0,025 4,56						

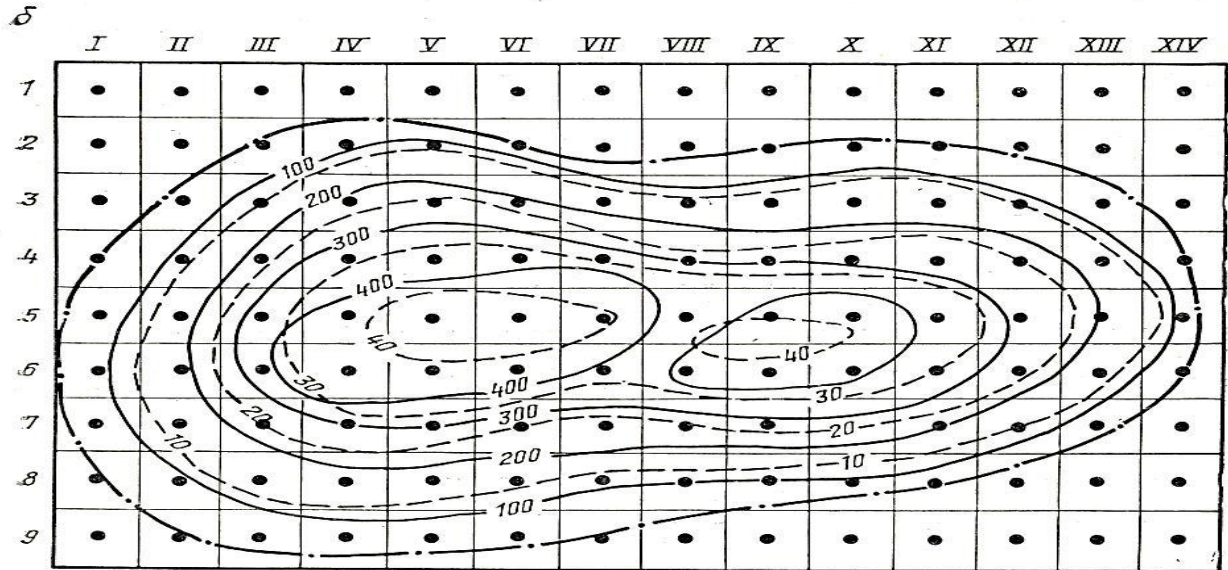



Рис. 1.5 Применение способа палетки для расчета среднего давления, взвешенного по объему коллекторов.

α — квадраты палетки с фактическими данными; δ — карты изобарит и произведений $p_{пл} h_{н.эф}$. Линии: штрихпунктирная — внешний контур нефтеносности; сплошная — изолинии $p_{пл} h_{н.эф}$, МПа · м; штриховая — изобариты, м; цифры в квадратах: сверху — эффективная нефте(газо)насыщенная толщина, м, в середине — доля квадрата, внизу — произведение $p_{пл} h_{н.эф}$



Лекция 6. Подсчет запасов нефти методом материального баланса.

Запасы нефти, содержащиеся в залежи, могут быть определены на основе изучения изменений основных показателей разработки, а также физических свойств нефти, воды и породы в зависимости от снижения пластового давления в процессе разработки залежи. Отборы нефти, растворенного газа и воды, закачка воды и газа в залежь вызывают непрерывное перераспределение флюидов вследствие изменения пластового давления. При этом баланс между количеством углеводородов, содержавшихся в залежи до начала разработки, и количеством УВ, добытых и еще оставшихся в недрах, не нарушается. В этом заключается сущность закона сохранения материи применительно к залежам УВ.

Упругий режим

Упругий режим проявляется в нефтяных залежах, представляющих собой замкнутую систему, ограниченную от влияния краевых вод. Для таких залежей характерно значительное превышение пластового давления над давлением насыщения. Залежь работает на упругом режиме до тех пор, пока текущее пластовое давление выше давления насыщения. В этот период при снижении пластового давления от начального p_0 до текущего p на величину Δp движение нефти к забоям скважин осуществляется за счет упругих сил самой нефти, связанной воды и породы, заключенных в объеме залежи.

Вывод формулы материального баланса Ф. А. Гришин обосновывает следующим образом.

Если из залежи с запасами $Q_{но}$ отобрано Q_n нефти то объем нефти, оставшейся в залежи $(Q_{но} - Q_n)b$, будет определяться разницей между текущим объемом пор $V_{п} = V_{по}(1 - \beta_{п} \Delta p)$ и объемом расширившейся связанной воды $V_B = V_{по} k_B (1 + \beta_B \Delta p)$. Здесь b — текущий объемный коэффициент пластовой нефти при среднем текущем давлении Δp ; $V_{по}$ — общий начальный объем пор залежи, m^3 ; $\beta_{п}$ — коэффициент сжимаемости пор породы, MPa^{-1} ; k_B — коэффициент водонасыщенности; β_B — коэффициент сжимаемости связанной воды, MPa^{-1} .

Таким образом, уравнение материального баланса для упругого режима имеет вид

$$(Q_{\text{HO}} - Q_{\text{H}})b = V_{\text{ПО}}(1 - \beta_{\text{П}} \Delta p) - V_{\text{ПО}} k_{\text{В}}(1 + \beta_{\text{В}} \Delta p) \quad (1)$$

В свою очередь

$$Q_{\text{HO}} b = V_{\text{ПО}}(1 - k_{\text{В}}) \quad (2)$$

где b_0 - начальный объемный коэффициент нефти.

Разделив (1) на (2) и выразив

$$b_0/b = 1 + \beta_H \Delta p$$

где β_H - коэффициент сжимаемости нефти, МПа^{-1} , получим

$$(Q_{HO} - Q_H) / Q_{HO} = ((1 - \beta_{\Pi} \Delta p) - k_B (1 + \beta_B \Delta p)) / ((1 - k_B) (1 + \beta_H \Delta p)).$$

Отсюда

$$Q_{HO} = (Q_H (1 - k_B) (1 + \beta_B \Delta p)) / ((\beta_{\Pi} + \beta_H) - k_B (\beta_H - \beta_B)) \Delta p$$

Этим выражением можно пользоваться для подсчета запасов в терригенном и карбонатном коллекторах. Его можно существенно упростить, если $\beta_B = 0$ и $k_B = 0$.

Тогда

$$Q_{HO} = (Q_H (1 + \beta_B \Delta p)) / ((\beta_{\Pi} + \beta_H) \Delta p)$$

где $\beta_{B.\Pi}$ - коэффициент сжимаемости вторичных пустот $0,1 \text{ МПа}^{-1}$.

Упруговодонапорный режим

При упруговодонапорном режиме основным источником энергии служат упругие силы воды, нефти и пород, сжатых в недрах под давлением. Проявление упругих сил обусловлено слабым напором краевых вод, не обеспечивающим поддержание пластового давления при установленных годовых темпах отбора 4—5 % от начальных извлекаемых запасов. Для залежей с таким режимом характерны слабая связь с областью питания, резкая неоднородность пластов-коллекторов. Начальное пластовое давление в них значительно выше давления насыщения.

Вывод уравнения материального баланса для залежей с упруговодонапорным режимом Ф. А. Гришин производит почти по той же схеме, что была рассмотрена для залежей с упругим режимом. Если из залежи отобрано Q_H нефти и ω воды, то объем оставшейся нефти при текущем давлении p будет определяться разницей между суммой текущего объема пор и отобранной воды $\omega\lambda$ (λ — объемный коэффициент пластовой воды) и суммой объемов расширившейся связанной воды и внедрившейся в залежь воды $W\lambda$, т. е.

$$Q_{HO} - Q_H b = V_{PO} (1 - \beta_P \Delta p) + \omega\lambda - (V_{PO} k_V (1 + \beta_V \Delta p) + W\lambda)$$

или

$$(Q_{HO} - Q_H) b = V_{PO} (1 - \beta_P \Delta p) - V_{PO} k_V (1 + \beta_V \Delta p) - W\lambda + \omega\lambda \quad (3)$$

Так как

$$V_{\text{по}} = Q_{\text{но}} b / (1 - k_{\text{в}}),$$

то, подставив это выражение в формулу (3) и разделив обе ее части на b_0 , получим

$$(Q_{\text{но}} - Q_{\text{н}})(b/b_0) = (Q_{\text{но}}(1 - \beta_{\text{п}} \Delta p)) / (1 - k_{\text{в}}) - (Q_{\text{но}}(1 + \beta_{\text{в}} \Delta p) k_{\text{в}}) / (1 - k_{\text{в}}) - (W\lambda) / b_0 + (\omega\lambda) / b_0$$

Отсюда

$$Q_{\text{но}} = (Q_{\text{н}} b - (W - \omega) \lambda) / (b - b_0 + (b_0 (k_{\text{в}} \beta_{\text{в}} + \beta_{\text{п}}) \Delta p) / (1 - k_{\text{в}}))$$

Для тех же условий В. М. Добрынин разработал вариант материального баланса, названный им упругим материальным балансом. В этом варианте объемы нефти и воды, извлеченные из залежи на поверхность, приравниваются к объему той же нефти, выраженному через упругие деформации нефти, воды и породы, сложенному с объемами воды, внедрившейся из законтурной области W и закачанной в пласт W' , т. е.

$$Q_H b + \omega = (V_H \beta_H + V_B \beta_B + V_P \beta_{п.пл}) \Delta p + W + W' \quad (4)$$

где $\beta_{п.пл}$ — сжимаемость пор в пластовых условиях.

Так как $V_P = V_H / k_H$, а $V_B = ((1 - k_H) / k_H) V_H$, то первое слагаемое в правой части (4) может быть представлено в иной форме: $Q_H b = (\beta_H + ((1 - k_H) / k_H) \beta_B + \beta_{п.пл} / k_H) V_H \Delta p$. Если принять выражение в скобках равным α_1 , то $Q_H = \alpha_1 V_H \Delta p$.

Количество внедрившейся в залежь воды из законтурной области при снижении давления в залежи на $\Delta p' < \Delta p$ может быть выражено в виде

$$W = (\beta_v + \beta_{п.п}) F h_{н.эф} k_{п.о} \Delta p'.$$

Примем выражение в скобках равным α . Тогда

$$Q_H b + \omega = \alpha_1 V_H \Delta p + \alpha F h_{н.эф} k_{п.о} \Delta p' + W'. \quad (5)$$

Подставив вместо V_H выражение $Q_{HO} b$, и умножив левую и правую части (5) на $p_H / (b_0 \Delta p)$, получим

$$(p_H / b_0) ((Q_H b + \omega) / \Delta p) = \alpha_1 Q_{HO} + (p_H / b_0) ((\alpha F h_{н.эф} k_{п.о} \Delta p' + W') / \Delta p) \quad (6)$$

В условиях начала разработки, когда $\Delta p=0$, $Q_H=0$, $\omega=0$, $W' = 0$ и $\Delta p' = 0$, в левой части и во втором слагаемом правой части уравнения (6) появляются неопределенности вида $0/0$. Математическое раскрытие этих неопределенностей показало, что при $\Delta p=0$ неопределенность во втором слагаемом правой части уравнения обращается в нуль, а следовательно,

$$\lim_{\Delta p \rightarrow 0} \left(\frac{p_H}{b_0} \right) \left[\frac{Q_H b + \omega}{\Delta p} \right] = \alpha_1 Q_{H0} \quad (7)$$

Формулу (7) можно использовать для определения начальных балансовых запасов нефти по кривой, характеризующей зависимость $(p_H/b_0)((Q_H b + \omega)/\alpha_1 \Delta p)$ от Δp .

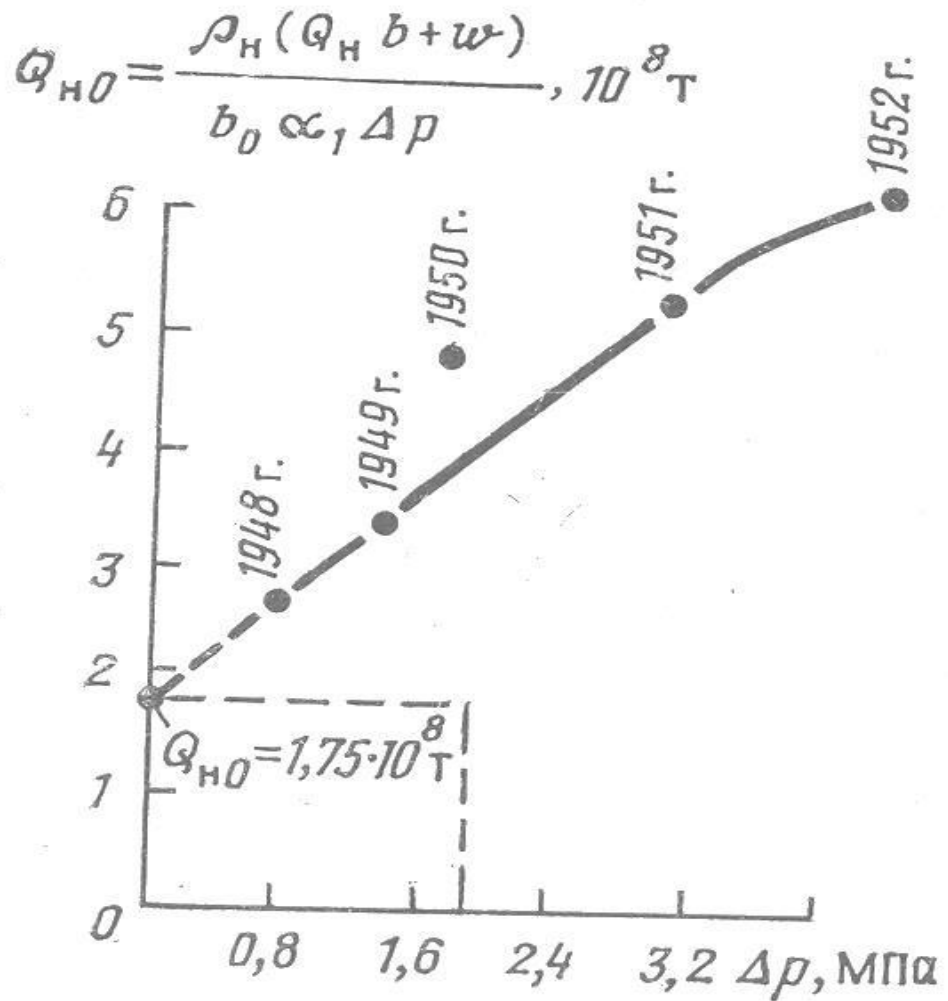


Рис. 16 . Графическое выражение подсчета запасов нефти по методу В. М. Добрынина.

Точка пересечения этой кривой с осью ординат будет соответствовать начальным балансовым запасам залежи.

Анализ показал, что изложенный метод дает хорошие результаты на мелких и средних залежах в терригенных и карбонатных коллекторах.

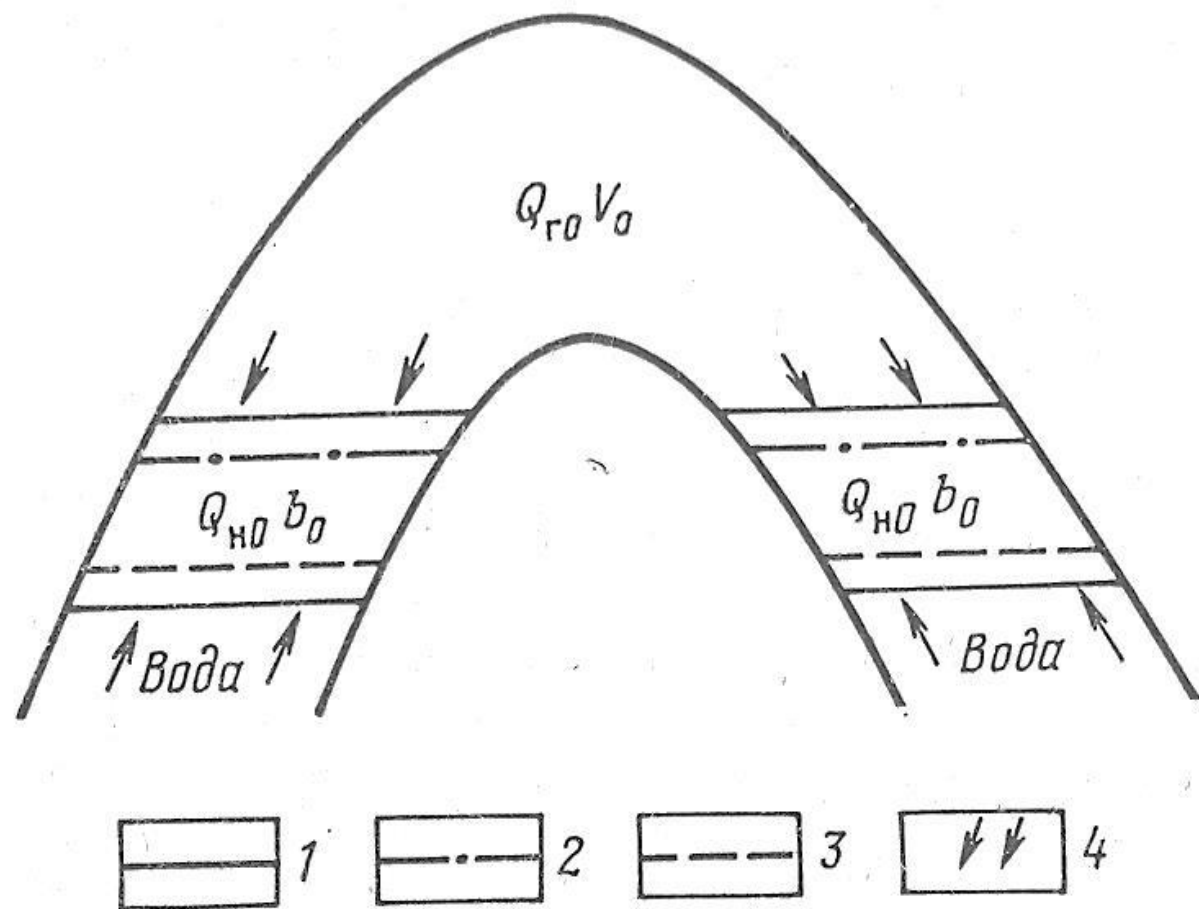
Смешанный режим

Смешанный режим может проявляться на залежах как вследствие проявления природных сил, так и в результате искусственного воздействия на них. Рассмотрим материальный баланс в залежи нефти с газовой шапкой (по М. А. Жданову). Залежь связана с законтурной областью. В процессе разработки для поддержания пластового давления возможна закачка в залежь воды и газа в газовую шапку. Следовательно, смешанный режим создается напором краевых и закачиваемых вод, расширением газовой шапки, закачкой в нее газа и упругими силами породы и воды.

Так как исследуемая залежь имеет газовую шапку, то пластовое давление равно давлению насыщения или ниже его.

Рис. 17 Изменение ГНК и ВНК в газонефтяной залежи под воздействием расширяющегося газа газовой шапки и напора краевых вод.

1 — начальные ВНК и ГНК; 2 — текущий ГНК; 3 — текущий ВНК; 4 — напор газа и воды





Параметры залежи		t
Пластовое давление		p
Начальные запасы свободного газа		
Начальные запасы нефти		
Добытое количество нефти		
Объемный коэффициент нефти		
Двухфазный объемный коэффициент нефтегазовой смеси		
Объемный коэффициент свободного газа		Y
Газосодержание		r
Текущий газовый фактор		
Внедрившаяся в залежь вода		W
Закачанная в залежь вода		W'
Добытая вода		ω
Закачанный газ		G
Коэффициент расширения пор породы		
То же, связанной воды		
То же, пластовой воды	λ	λ

$$Q_{г0} = (\delta Q_{н0} b_0) v_0$$

где δ — отношение объема газовой шапки $Q_{г0} v_0$ к объему нефтяной части залежи $Q_{н0} b_0$.

Материальный баланс составляется, исходя из равенства освоенных и заполненных объемов пор в процессе разработки нефтяной части залежи за время от t_0 до t

Баланс освобожденных и заполненных в процессе разработки объемов пор

Процессы, способствующие освобождению объема пор	Формула объема	Процессы, способствующие заполнению объема пор	Формула объема
Добыча нефти		Расширение газовой шапки	
Добыча избыточного количества газа (сверх начальной растворимости газа и нефти)		Выделение газа из оставшейся в пласте нефти	
Усадка оставшейся в залежи нефти		Упругое расширение породы	
Добыча воды	$\omega\lambda$	Упругое расширение связанной воды	
		Внедрение в пласт законтурных вод	$W\lambda$
		Закачка в пласт воды	$W'\lambda$
		Закачка в газовую шапку газа	q_u

Исходя из принципа материального баланса, приравниваем суммы освобожденных и заполненных объемов пор. Выполнив затем соответствующие преобразования и подставив $b=b_1-(r_0-r)v$, получим

$$Q_{H0} = \{Q_H [b_1 + (r_p - r_0)v] - (W + W' - \omega)\lambda + qv\} / \{b_1 - b_0 +$$
$$+ [(\varepsilon b_0)/v](v - v_0) + \left[\frac{b_0}{1 - k_B} (\beta_\Pi + k_B \beta_H) \Delta p \right]$$

Эта формула является наиболее полной аппроксимацией динамической модели залежи. Ее можно существенно упростить, последовательно исключая влияние тех или иных сил. Если, например, влияние упругих сил ничтожно мало, отсутствует закачка газа и воды, то

$$Q_{H0} = \{Q_H [b_1 + (r_p - r_0)v] - W\lambda - \omega\lambda\} / \{b_1 - b_0 + [(\delta b_0 / v_0)(v - v_0)]\}$$

Если в залежи отсутствует газовая шапка ($\delta = 0$) и нет напора краевых вод, то формула превращается в формулу, характеризующую работу залежи на режиме растворенного газа:

$$Q_{H0} = Q_H [b_1 + (r_p - r_0)v] / (b_1 - b_0)$$

В заключение нужно отметить, что точность рассмотренных формул материального баланса в значительной мере зависит от качества и регулярности наблюдений за отборами нефти, газа и воды, а также за изменением пластового давления. Для расчета Δp необходимо составлять карты изобар p_{np} , приведенных к одному постоянному уровню на каждую дату, и по ним определять текущее средневзвешенное пластовое давление. Величина Δp_i находится как разность $p_{про} - p_{при}$

В случае неоднородного коллектора учитывается средневзвешенное пластовое давление, определяемое взвешиванием по его объему.

Учет влияния внедрившейся в залежь пластовой воды при подсчете начальных балансовых запасов нефти

При подсчете по формулам начальных балансовых запасов нефти залежей, работающих на упруговодонапорном и смешанном режимах, существенное влияние на конечный результат оказывает величина $W\lambda$, отражающая объем внедрившейся в залежь воды в процессе разработки.

Задача выявления объемов воды, внедряющейся в залежь, возникает также при проектировании и анализе разработки.

На длительно разрабатываемых залежах определение заводненных объемов основывается на тщательном геологопромысловом контроле за подъемом ВНК. Расчет таких объемов ведется на основе создаваемых динамических моделей залежей по обычным формулам объемного метода.

В процессе проектирования разработки задача упрощается тем, что запасы залежи известны. Решается она с помощью гидродинамических методов и подробно рассматривается в курсах по разработке нефтяных и газовых месторождений.

При подсчете начальных балансовых запасов нефти залежей, вступивших в разработку, подобные методы неприменимы. В этом случае идут по пути выявления периода работы залежи на упругом режиме или по пути учета влияния объемов пластовой воды, внедрившейся в залежь, на подсчет начальных запасов нефти.

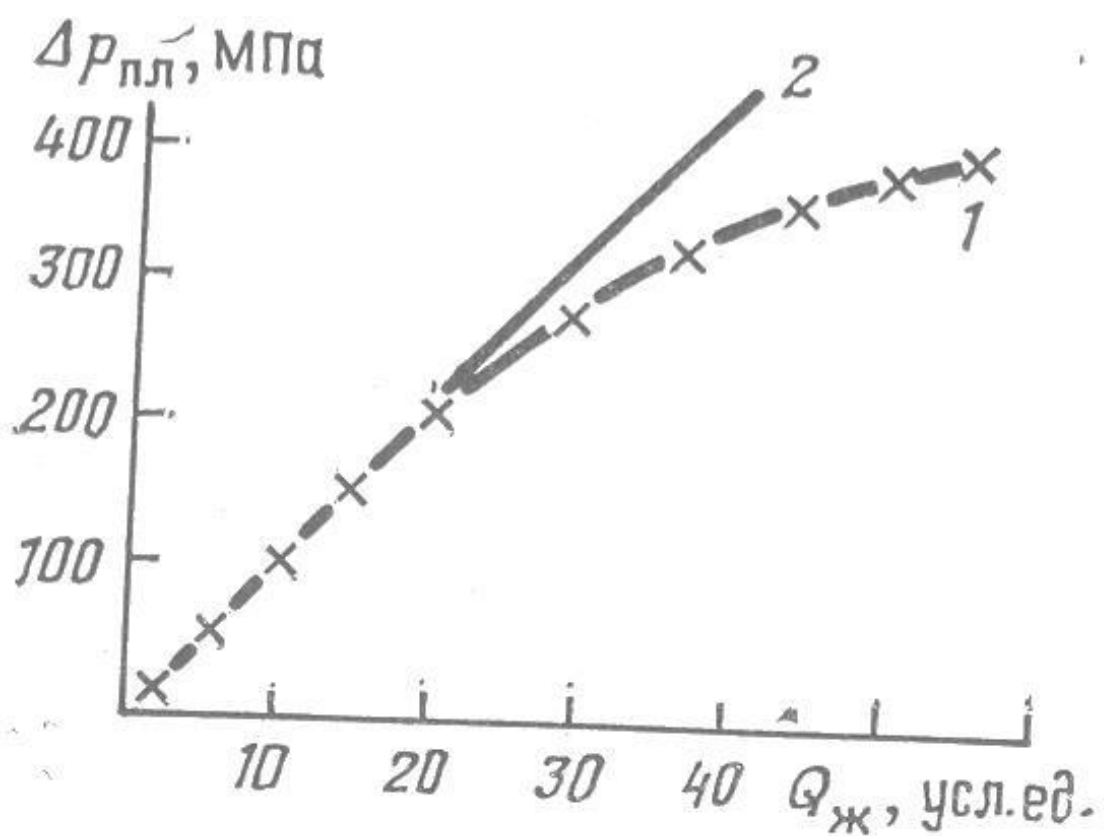
В первом случае необходимо установить время, когда в залежь начнет внедряться вода. Такая задача решается довольно просто только при условии, что дренируется весь объем залежи.

Поскольку методы, основанные на принципе материального баланса, оценивают запасы дренируемого объема, то равенство результатов нескольких последовательных подсчетов при разных депрессиях служит свидетельством того, что запасы полностью охвачены разработкой. При этом запасы дренированного объема принимаются равными начальным балансовым запасам залежи.

Возможность выявления момента внедрения пластовых вод в залежь и определения их объема показал Ф. А. Гришин, основываясь на сопоставлении физических характеристик замкнутого упругого и упруговодонапорного режимов. При упругом режиме объем нефти составит

$$Q_{н0} b_0 = \beta * V_3 \Delta p \quad (8)$$

где β^* — коэффициент упругоёмкости залежи, МПа^{-1} ; V_3 — дренируемый объем залежи, м^3 ; Δp — депрессия, МПа .



Если дренируется весь объем залежи, то при постоянных V_3 и β^* зависимость между Δp и Q_H будет аппроксимироваться прямой линией, проходящей через начало координат

Рис. 19 Зависимость снижения пластового давления $\Delta p_{пл}$ от накопленного отбора жидкости $Q_{ж}$ из залежи (по А. В. Меркулову, Н. Н. Маркову).

1 — вторжение воды в залежь; 2 — проявление упругого режима

Когда воронка депрессии достигнет уровня ВНК, объем добытой нефти Q_{Hb0} будет определяться не только действием упругих сил системы «залежь», но и напором пластовой воды. Это находит отражение в формуле материального баланса упруговодонапорного режима:

$$Q_{Hb0} b_0 = \beta * V_3 \Delta p + W_3 \lambda \quad (9)$$

где $W_3 = (W - \omega) \lambda$ — объем воды, внедрившейся в залежь, за вычетом добытого объема воды, m^3 .

Из формулы (8) следует, что при одинаковых Δp добыча в результате напора пластовых вод будет давать постоянно прирост по сравнению с периодом, когда в залежи действовал только один замкнутый упругий режим. Графически это отражается изгибом первоначальной прямой $Q_{Hb0}=f(\Delta p)$ в точке А в сторону оси Q_{Hb0} . Точка изгиба соответствует началу внедрения воды в залежь, а ее объем для любого фиксированного Δp определяется превышением добытого объема Q_{Hb0} над расчетным, получаемым в результате экстраполяции прямой упругого замкнутого режима. Для подсчета запасов используются данные, соответствующие прямолинейному участку рассмотренной зависимости при условии постоянства величины дренируемого объема при разных Δp , определяемой по формуле

$$V_3 = (Q_H b) / (\beta \Delta p)$$

где b -текущий объемный коэффициент нефти

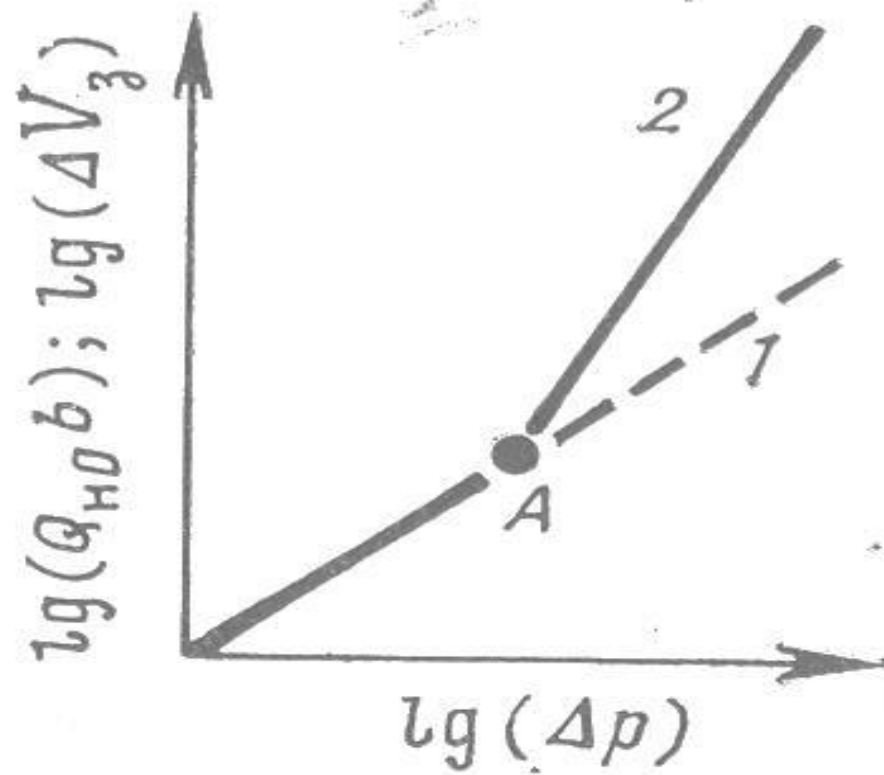


Рис. 18 Графический способ определения количества вошедшей в пласт воды и давления начала вторжения воды в залежь (по Ф. А. Гришину).

Зависимости: $1 - \lg(\Delta V_3) = f(\lg \Delta p); \quad 2 - \lg(Q_{н}b) = f(\lg \Delta p).$

Возможность использования этой формулы для подсчета начальных запасов применительно к верхнемеловым залежам грозненских месторождений в коллекторах трещинного и трещинно-порового типа с аномально высоким пластовым давлением, которые обладают хорошей гидродинамической связью по площади и разрезу, была отмечена В. Н. Майдеборм. Вследствие ряда допущений, в первую очередь связанных с предположением замкнутости залежи в период, соответствующий прямолинейному участку зависимости между Δp и накопленными отборами жидкости $Q_{ж}$, предложенный им метод рассматривается как приближенный. Если нет уверенности в отсутствии гидродинамической связи залежи, то полученные величины характеризуют запасы лишь в дренируемом ее объеме.

При подсчете запасов на первом этапе исследуется связь между временем t и Δp , усредняемая графически или методом наименьших квадратов. Затем усредненные значения Δp используются для построения графика зависимости $\Delta p = f(Q_{ж}t)$

Когда залежь работает на упругом режиме, эта зависимость носит линейный характер. С внедрением в залежь пластовой воды кривая зависимости начнет отклоняться в сторону оси отборов жидкости. Используя прямолинейный участок, по формуле (9) определяют объем V_3 . При этом величина β^* рассчитывается по формуле

$$\beta^* = k_{п.вт} k_{н.вт.п} \beta_n + k_v (\beta_v - \beta_3) - (1 - k_{п.в} k_{н.вт.п}) \beta_3$$

где $k_{п.вт}$ — коэффициент вторичной пористости; $k_{н.вт.п}$ — коэффициент нефтенасыщенности вторичных пор;

β_3 — коэффициент сжимаемости зерен породы.

Значения $k_{п.вт}$ и $k_{н.вт.п}$ принимаются по данным геофизических, или промысловых методов либо по аналогии с изученными залежами.

Следует подчеркнуть, что величины в формуле (9) и β_n должны определяться по пластовым пробам нефти на время t , соответствующее принятому для подсчета запасов Δp .

Начальные запасы залежи (или запасы в дренируемом объеме) рассчитываются по формуле

$$Q_{н0} = V_{э} \cdot k_{п.вт} \cdot k_{н.вт.п} \cdot \theta_0 \cdot \rho_n$$

где θ_0 — пересчетный коэффициент при $\Delta p = 0$

В практике подсчета запасов в США и Канаде используется метод исключения влияния внедрившейся в залежь воды на подсчет начальных балансовых запасов нефти, предложенный Р. И. Шильтуисом. Метод применим на залежах с полностью дренируемым объемом. Он основан на известном в математике принципе замены одной из неизвестных переменных при решении системы уравнений произведением нескольких величин, одна из которых постоянна. Полагая, что количество воды, внедрившейся в залежь на какую-либо дату, зависит от времени разработки t и депрессии Δp между начальным давлением в законтурной области p_0 и текущим давлением p_i на эту дату, величину W_i можно выразить следующим образом:

$$W_i = c\tau_i\Delta p_i$$

где c — постоянная величина; τ_i — время разработки от начала до достижения
месяц, квартал, год;

Δp_i — Давление законтурной воды в интервале времени τ_i , равное $(p_0 - p_i)/2$, МПа.

Тогда получим:

$$Q_{H0} = \frac{Q_H [b_1 + (r_p - r_0)v] + \omega\lambda}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)} + \frac{c\Delta p\tau}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}$$

Если подсчитать запасы Q_{H0} по формуле на разные интервалы времени τ_i то при внедрении воды в залежь и увеличении ее объема во времени будет соблюдаться следующее неравенство:

$$Q_{(H0)1} < Q_{(H0)2} < Q_{(H0)3}$$

Введя условные величины $Q_{(H0)i}$ и N_i в правую часть формулы для сокращения последующих расчетов

$$\left\{ \frac{Q_H [b_1 - (r_p - r_0)v] + \omega\lambda}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)} \right\}_i = Q_{(H0)i}$$

$$\left[\frac{\Delta p\tau}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)} \right]_i = N_i,$$

составим систему трех уравнений

$$\begin{cases} Q_{H0} = Q_{(H0)_1} - cN_1 \\ Q_{H0} = Q_{(H0)_2} - cN_2 \\ Q_{H0} = Q_{(H0)_0} - cN_3 \end{cases}$$

В этой системе уравнений неизвестны Q_{H0} и c . Для нахождения величины c составим систему двух новых уравнений. Первое равно сумме исходных уравнений

$$3Q_{H0} = \Sigma Q_{(H0)_i} - c\Sigma N_i$$

второе получается в результате умножения каждого уравнения на соответствующее N_i

и почленного их сложения:

$$Q_{H0}N_1 = Q_{(H0)_1}N_1 - cN_1^2;$$

$$Q_{H0}N_2 = Q_{(H0)_2}N_2 - cN_2^2;$$

$$Q_{H0}N_3 = Q_{(H0)_3}N_3 - cN_3^2;$$

$$Q_{H0}\Sigma N_i = \Sigma Q_{(H0)_i}N_i - c\Sigma N_i^2.$$

Решим систему полученных уравнений

$$Q_{H_0} = (\Sigma Q_{(H_0)_i} - c \Sigma N_i) / 3;$$

$$Q_{H_0} = (\Sigma Q_{(H_0)_i} N_i - c \Sigma N_i^2) / \Sigma N_i;$$

$$\Sigma Q_{(H_0)_i} \Sigma N_i - c (\Sigma N_i)^2 = 3 (\Sigma Q_{(H_0)_i} N_i - 3c \Sigma N_i^2);$$

$$c = (3 \Sigma Q_{(H_0)_i} N_i - \Sigma Q_{(H_0)_i} \Sigma N_i) / [3 \Sigma N_i^2 - (\Sigma N_i)^2].$$

Подставив полученное значение c в любое из уравнений, можно определить запасы залежи Q_{H_0} без внедрившейся в пласт воды.

В разрабатываемых залежах, разбуренных по проекту разработки и характеризующихся крайне неоднородным строением продуктивных пластов, подсчет остаточных запасов нефти может осуществляться по отдельным блокам или участкам, выделяемым в соответствии с принятой системой разработки и характером изменения пластового давления. Такая дифференциация запасов позволяет не только получить более точную величину запасов залежи в целом, но и судить о распределении остаточных запасов в объеме залежи и на этой основе планировать мероприятия, направленные на максимальное извлечение нефти из недр.



Лекция 7. Подсчет запасов газа методом падения пластового давления.

Подсчет запасов свободного газа методом падения давления основан на использовании зависимости между количеством газа, отбираемого в определенные периоды, и падением пластового давления в залежи. Считается, что для газовых залежей, работающих на газовом режиме, эта зависимость постоянна во времени, т. е. количество газа, добываемого при снижении пластового давления на 0,1 МПа, постоянно в процессе всего срока эксплуатации залежи:

$$(Q_{п(i+1)} - Q_{гi}) / (p_i \alpha_i - p_{i+1} \alpha_{i+1}) = \text{const},$$

где $Q_{г(i+1)}$ и $Q_{гi}$ — добытое количество газа соответственно на вторую и первую даты, м³; p_i, p_{i+1} — соответствующие первой и второй датам пластовые давления в залежи, МПа; α_1, α_{i+1} — поправки на сжимаемость газа соответственно при давлениях p_i и p_{i+1} , обратные коэффициенту сжимаемости Z , т. е. $\alpha=1/Z$.

В соответствии со сказанным начальные запасы свободного газа будут определяться по формуле

$$Q_{г0} = [(Q_{г(i+1)} - Q_{гi}) / (p_i \alpha_i - p_{i+1} \alpha_{i+1})] p_0 \alpha_0,$$

где p_0 — начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 — соответствующая ему поправка на сжимаемость.

Если замеры отборов Q_{ri} и давления p ведутся с самого начала разработки, то формула может быть записана в более простом виде

$$Q_{г0} = Q_{гi} p_0 \alpha_0 / (p_0 \alpha_0 - p_i \alpha_i)$$

По существу метод падения давления основан на принципе материального баланса. Исходя из постоянства объема пор, занятых газом как при давлении p_0 , так и при любом текущем для газового режима давлении p_i Ф. А. Гришин уравнение материального баланса представляет в виде

$$Q_{г0} = Q_{гi} v / (v_0 - v_0),$$

где $Q_{гi}$ — накопленная добыча газа при снижении в ней пластового давления от p_0 до p_i , м³ v_0 — объемный коэффициент газа при P_0 , равный $0,000352 (T_0/p_0) Z_0$; v — то же, при p_i : $v = 0,000352 X (T_i/p_i) Z_i$; T_0 , T_i — абсолютная температура залежи соответственно при p_0 и p_i .

Произведя подстановку значений v_0 и v в формулу, при условии, что $a=1/Z$,

получим

$$Q_{г0} = [Q_{гi} 0,000352 T_i / (p_i \alpha_i)] / [0,000352 T_i / (p_i \alpha_i) - 0,000352 T_0 / (p_0 \alpha_0)] = [Q_{гi} T_i / (p_i \alpha_i)] / [T_i / (p_i \alpha_i) - T_0 / (p_0 \alpha_0)] = Q_{гi} T_i / \{p_i \alpha_i [(T_i p_0 \alpha_0 - T_0 p_i \alpha_i) / (p_i \alpha_i p_0 \alpha_0)]\} = Q_{гi} p_0 \alpha_0 / [(T_i p_0 \alpha_0 - T_0 p_i \alpha_i) / T_i] = Q_{гi} p_0 \alpha_0 / [p_0 \alpha_0 - (T_0 / T_i) p_i \alpha_i]$$

Так как температура пласта в процессе разработки практически не меняется, отношение $T_0/T_i=1$.

На практике начальные балансовые запасы газа подсчитываются по формулам, учитывающим остаточное пластовое давление:

$$Q_{г0} = [(Q_{г(i+1)} - Q_{гi}) / (p_i \alpha_i - p_{i+1} \alpha_{i+1})] (p_0 \alpha_0 - p_{ост} \alpha_{ост});$$
$$Q_{г0} = [Q_{гi} / (p_0 \alpha_0 - p_i \alpha_i)] (p_0 \alpha_0 - p_{ост} \alpha_{ост}),$$

где $p_{ост}$ — остаточное давление в залежи при давлении на устье 0,1 МПа;

$\alpha_{ост}$ — соответствующая давлению рост поправка на сжимаемость.

Метод падения давления применим на залежах, работающих на газовом режиме. Поскольку он позволяет определять запасы дренируемого объема, то неизменным условием отнесения подсчитанных запасов к начальным балансовым является вовлечение в разработку всего объема залежи.

Если в залежи начинает проявляться упруговодонапорный режим, сопровождающийся внедрением пластовой воды в залежь, то в этом случае при подсчете запасов необходимо использовать данные того периода, когда залежь работала на газовом режиме. Обычно это соответствует промежутку времени, за который отбирается 5—10 % начальных запасов залежи при равномерном дренировании всего ее объема. Если объем залежи дренируется лишь частично, а в залежь начала внедряться вода, то применение метода падения давления может привести к существенным погрешностям.

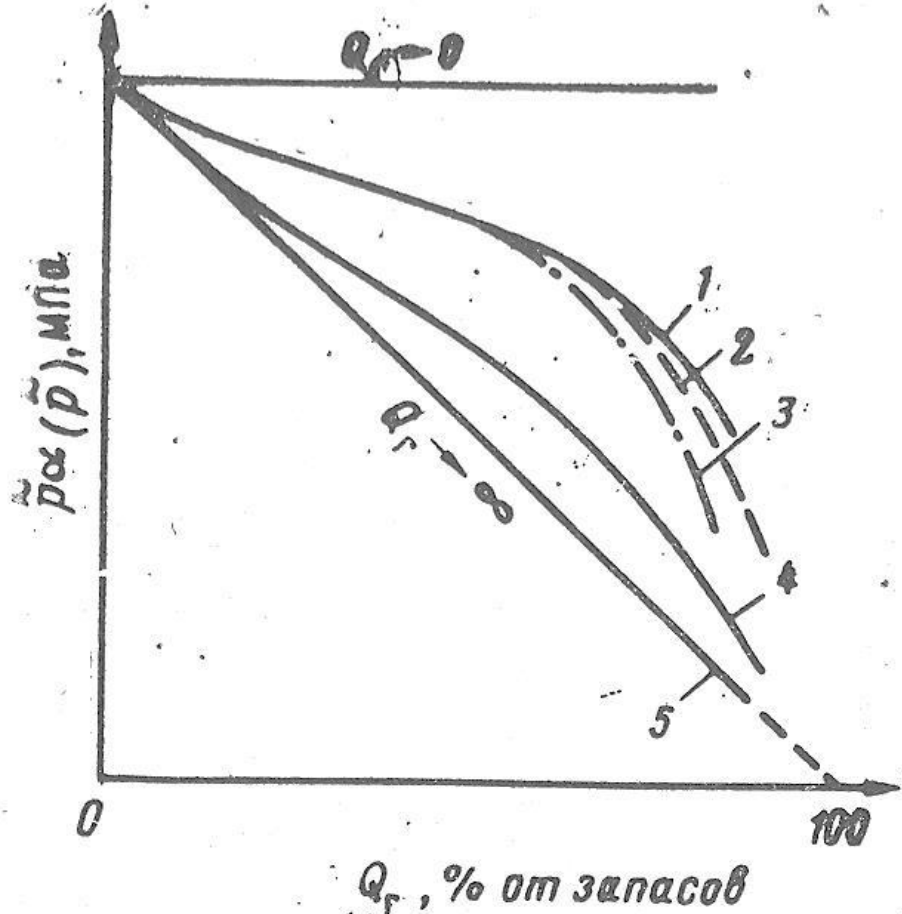


Рис. 20 Примеры зависимости $\tilde{p}_\alpha(\tilde{p}) = f(Q_r)$ для газовой залежи (по Ю. П. Коротяеву, С. Н. Закирову).

1—4 — упруговодонапорный режим при реальных темпах разработки; 5 — газовый режим и бесконечно высокие темпы разработки при упруговодонапорном режиме

Режим газовой залежи

устанавливается с помощью графика.

Если фактические точки образуют

прямую, то в залежи проявляется

газовый режим. Продолжив прямую

до пересечения с осью Q_r , получим

начальные запасы свободного газа в

залежи, приведенные к стандартным

условиям.

Внедрение воды в залежь отражается в постепенном уменьшении угла наклона прямой вследствие замедления темпа падения приведенного среднего пластового давления (рис. 20). Однако бывают случаи, когда работа залежей на упруговодонапорном режиме характеризуется прямолинейной зависимостью. Как показали Ф.А. Требин и В.В. Савченко, ее прямолинейность обусловлена соответствующим изменением темпа отбора газа (рис. 21). Поэтому по каждой залежи должен проводиться комплекс исследований по контролю за внедрением воды в залежь. Он включает наблюдения за изменением давления в пьезометрических скважинах. Снижение в них начального пластового давления свидетельствует о распространении воронки депрессии за границы залежи.

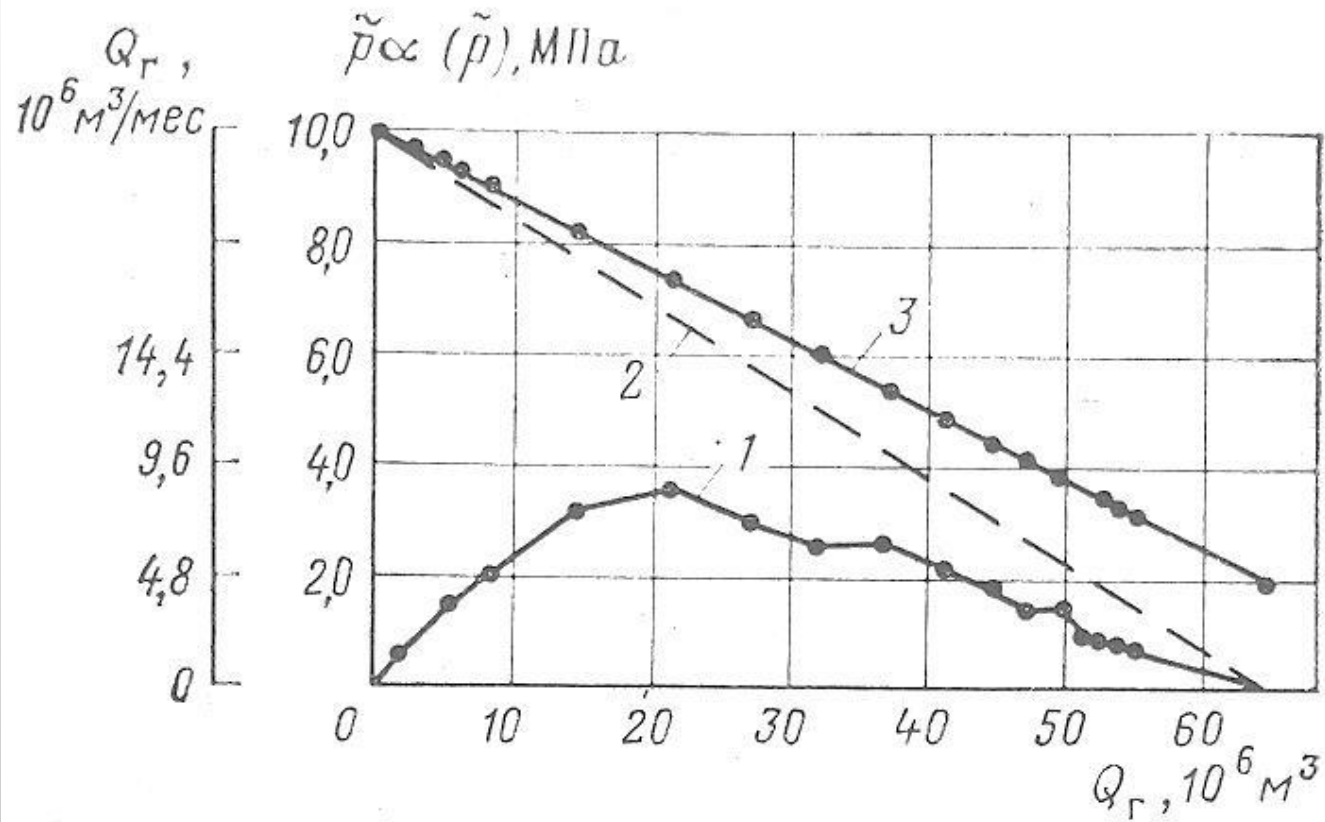


Рис. 21 Изменение темпов отбора газа Q_r из залежи в процессе разработки (1) и зависимость $\tilde{p} \propto (\tilde{p}) = f(Q_r)$ для газового (2) и упруговодонапорного (3) режимов (по Ю. П. Коротяеву, С. Н. Закирову).

Для контроля за подъемом ГВК на крупных месторождениях бурят контрольные скважины, в которых периодически проводятся геофизические исследования НГМ.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений Краснодарского края применялся гидрохимический метод контроля за режимом залежи, причем Г. В. Россохиным и др. было установлено, что обводнению скважин предшествует повышение содержания ионов хлора в воде, добываемой вместе с газом. На Оренбургском месторождении обводнение контролируется повышением содержания в воде ионов калия.

На месторождениях Краснодарского края также установлено, что обводнению некоторых скважин предшествует рост удельной добычи конденсата, который формируется в виде движущегося вала перед фронтом газ—вода.

Активность краевых вод при разработке одной из нескольких залежей может явиться причиной утечки газа из неразрабатываемых соседних залежей, вызывая тем самым неконтролируемые потери газа. Вследствие этого давление по фактической зависимости в начальный момент добычи оказывается ниже начального пластового давления системы, установленного в процессе разведки залежей. Величина потерь газа определяется по графику на рис. 22.

Утечки газа в выше- и нижележащие по разрезу залежи вызывают изменение наклона и искривление прямой на графиках, отражающих работу залежей на газовом режиме. Приток газа вызывает отклонение от прямолинейной зависимости вверх, создавая иллюзию упруговодонапорного режима (см. рис. 20, 3), а утечки газа—отклонение вниз (рис. 23).

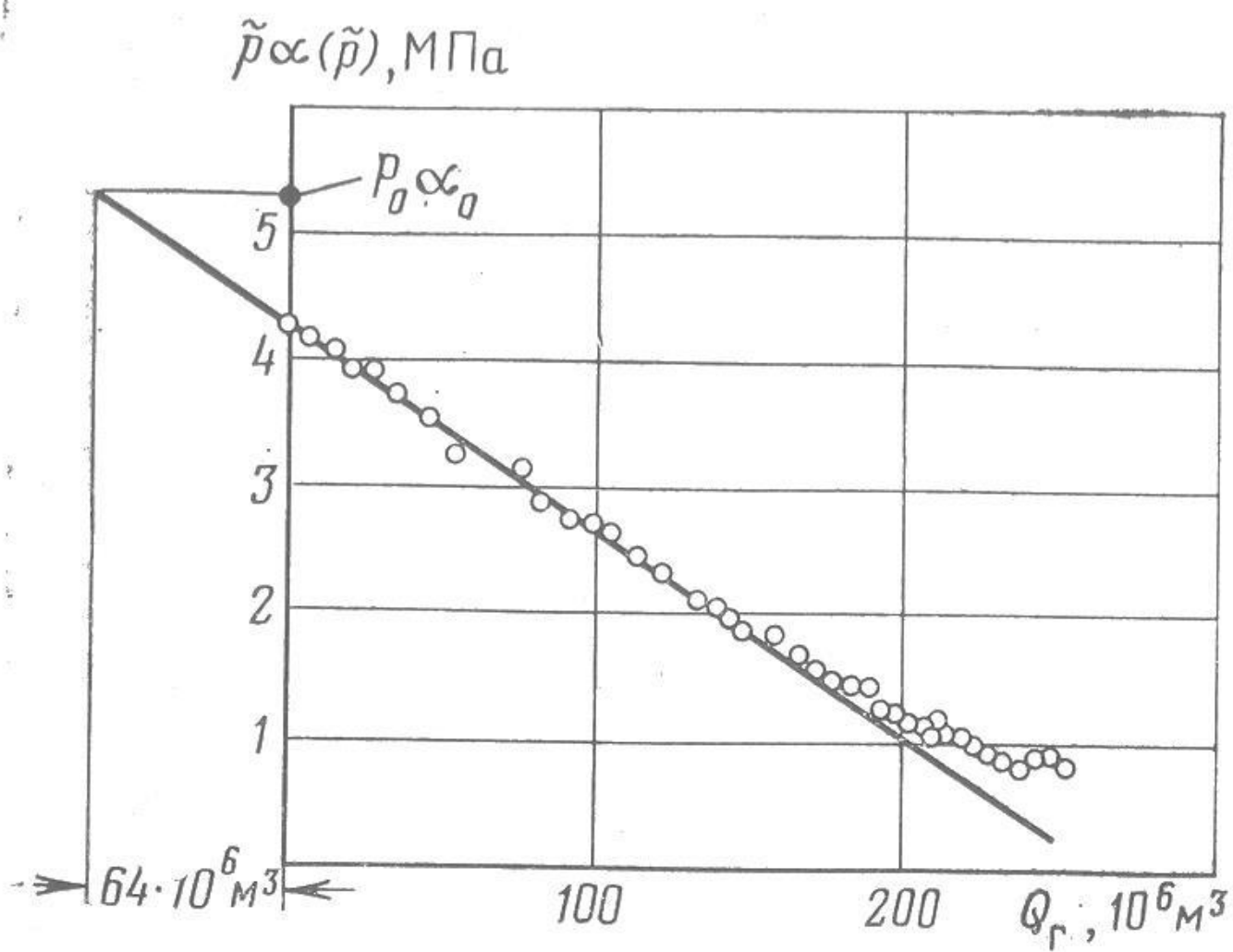


Рис. 22 Зависимость $\tilde{p}\alpha(\tilde{p}) = f(Q_g)$ для Пилюгинского месторождения (по Ю. П. Коротаяеву, С. Н. Закирову).

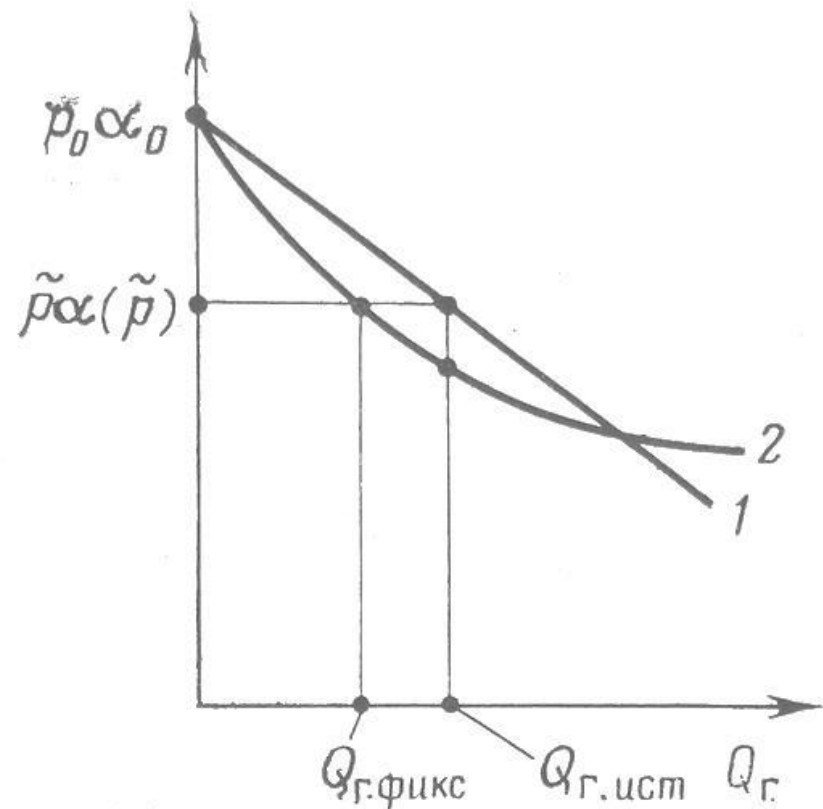


Рис. 23 Влияние контролируемых утечек газа на зависимость $\tilde{p}\alpha(\tilde{p}) = f(Q_g)$.
Разработки: 1 — без утечек газа, 2 — с утечками газа; добыча газа: $Q_{г.фикс}$ — фиксированная, $Q_{г.ист}$ — истинная


Инструкцией ГКЗ при подсчете запасов газа методом падения давления предусматривается необходимость обоснования и расчета начальных и текущих пластовых давлений и температур, начального и текущих положений ГВК, изменений во времени устьевых и пластовых давлений; установления гидродинамической связи между залежами месторождения, степени дренируемости отдельных частей залежи, режимов работы залежи и отдельных ее частей, динамики вторжения пластовой воды в залежь, потерь газа при аварийном фонтанировании и исследовании скважин, перетоков газа, величин отбора газа, конденсата и воды по скважинам и залежи в целом.

Таким образом, от изучения залежи как динамической модели во многом зависит достоверность начальных балансовых запасов.

На величину начальных балансовых запасов, подсчитанных методом падения давления, оказывают влияние не только динамические характеристики работы залежи, но и детальность, с которой замеряются и рассчитываются средние по залежи текущие пластовые давления.

При замерах необходимо применять образцовые манометры, статические давления следует измерять после длительной остановки скважин или УКПГ. Периоды между определением p_i нужно выбирать равными 0,5 и 1 год.

Расчет среднего давления осуществляется на основе карты в изолиниях $(h_{г.эф} k_{п.о} k_{г}) p_o$ и карты в изолиниях $h_{г.эф} k_{п.о} k_{г}$ путем взвешивания давлений по объемам пустотного пространства коллекторов, насыщенного свободным газом.



Лекция 8. Методы определения начальных извлекаемых запасов нефти на различных стадиях изученности.

Начальные извлекаемые запасы нефти залежи равны произведению величин начальных балансовых запасов $Q_{\text{но}}$ и конечного коэффициента извлечения нефти $k_{\text{извл.н}}$.

Конечный коэффициент извлечения нефти показывает, какая часть от начальных балансовых запасов может быть извлечена при разработке залежи до предела экономической рентабельности.

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, и при пересчете запасов разрабатываемых залежей начальные балансовые запасы умножаются на утвержденный конечный коэффициент извлечения нефти, обоснованный технико-экономическими расчетами. Этот коэффициент используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т. п.

Наряду с конечным коэффициентом извлечения нефти различают текущий коэффициент извлечения, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным балансовым запасам. В зависимости от стадии изученности применяется тот или иной из рассмотренных ниже методов определения коэффициента извлечения.

Величина $k_{\text{извл.н}}$ зависит от ряда геолого-физических и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной.. К физическим факторам, от которых зависит величина этого коэффициента, следует отнести в первую очередь отношение вязкости нефти $\mu_{\text{н}}$ к вязкости воды $\mu_{\text{в}}$ (обозначаемое в дальнейшем (μ_0)). На величину $k_{\text{извл.н}}$ оказывают влияние применяемые методы: искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия— природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.

Подобно подсчету балансовых запасов определение конечных коэффициентов извлечения нефти и извлекаемых запасов, по мнению Б. Т. Башева, Г. Ю. Шовкринского и О. Э. Цынковой, должно быть увязано с этапами и стадиями геологоразведочных работ и разработки залежей, т. е. с объемом имеющейся информации, а также с особенностями геологического строения залежей.

На открытых залежах, по завершению поискового этапа, а также на стадии оценки, когда данных еще недостаточно, расчет коэффициентов извлечения нефти может основываться на многомерных статистических моделях.

При подсчете запасов нефти после завершения разведки и при пересчете запасов после разбуривания залежи по первому проектному документу составляется технико-экономическое обоснование (ТЭО) коэффициента извлечения на основе опыта нефтедобывающих районов с учетом достигнутого уровня техники и технологии добычи. В этом документе обосновывается выбор оптимального варианта системы разработки по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов систем, в том числе и варианта системы разработки на естественном режиме. Для каждого варианта рассчитываются коэффициент извлечения и другие показатели разработки. Принимается коэффициент извлечения того варианта, который наиболее рационален с учетом замыкающих затрат.

Коэффициенты извлечения нефти на средних, крупных и уникальных залежах рассчитываются гидродинамическими методами с учетом одномерных моделей фильтрации — на стадии завершения разведки и двумерных моделей, идентифицируемых с реальными пластовыми условиями, — на стадиях разработки. По мелким залежам коэффициенты извлечения нефти определяются с использованием коэффициентов вытеснения, охвата вытеснением и заводнения. Для нефтяных и газонефтяных залежей, разрабатываемых с применением заводнения и других методов воздействия на пласт, а также разрабатываемых на природных режимах, предусматривается единый подход к обоснованию конечного коэффициента извлечения нефти. При этом коэффициенты извлечения нефти определяются отдельно для нефтяных, водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зон.

Если залежь вступила в позднюю стадию разработки, ее извлекаемые запасы могут быть уточнены непосредственно на основе данных эксплуатации за период работы на этой стадии, предшествующий дате подсчета запасов. В этом случае утвержденный коэффициент извлечения нефти уточняется в соответствии с подсчитанными извлекаемыми запасами и принимается равным отношению их величины к начальным балансовым запасам.

Определение конечных коэффициентов извлечения нефти при режиме растворенного газа

На основе данных аналитических, экспериментальных и промысловых исследований ВНИИнефть установлено влияние различных физических свойств нефти на величину конечного коэффициента извлечения (табл. 5). Этими данными можно руководствоваться для ориентировочной оценки коэффициентов извлечения.

Конечные коэффициенты извлечения при режиме растворенного газа в зависимости от физических свойств нефти

Объемный коэффициент пластовой нефти	Коэффициент растворимост и газа			
		3-13	1-3	0,5-1
	0,5	0,13-0,16	0,20-0,25	0,25
1,0	1,0	0,16-0,20	0,20-0,30	0,30
	0,5	0,06-0,10	0,10-0,16	0,20
1,2	1,0	-	0,15-0,25	0,25
	0,5	-	-	0,15
1,4-1,5	1,0	-	-	0,10

Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии

Сущность методов. Эта группа методов имеет почти 100-летнюю историю. Как отмечалось, один из таких методов впервые был применен А. М. Коншиным. Несколько позже этот метод получил название метода кривых эксплуатации. Со временем число методов рассматриваемой группы увеличивалось, неоднократно менялись их названия. В 30-х годах В. В. Билибин назвал эту группу методов статистическими, однако позже их стали называть эмпирическими и даже экстраполяционными. Несмотря на это, суть методов не менялась. Она заключается в выявлении статистических зависимостей, представляемых в виде различного рода кривых, между характеристиками добычи нефти и жидкости на залежах, вступивших в позднюю стадию, и экстраполяции этих зависимостей до конца разработки с целью определения начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти и уточнения конечного коэффициента извлечения нефти.

Каждая такая зависимость представляет собой динамическую модель работы залежей и характеризует динамику основных показателей разработки, обусловленную природными или искусственно создаваемыми режимами в соответствии с особенностями геологического строения залежей и свойствами содержащихся в них флюидов. В связи с этим созданию таких динамических моделей должен предшествовать глубокий геологопромысловый анализ условий разработки залежей. Он необходим для выявления именно тех показателей, которые в соответствии с конкретными особенностями залежей оказываются наиболее информативными при определении начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов.

В зависимости от режимов работы залежей различают две группы динамических моделей в виде кривых зависимостей между исследуемыми показателями разработки. Для залежей нефти, работающих на режиме растворенного газа или смешанном с преимущественным проявлением последнего, применяются кривые снижения добычи во времени. Для залежей с упруговодонапорным и водонапорным режимами характерны динамические модели в виде кривых зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости или воды, которые принято называть характеристиками вытеснения. В соответствии с этим различают и две группы методов подсчета начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти на объектах и залежах в поздней стадии разработки.

Независимо от указанных различий процесс подсчета запасов рассматриваемыми методами состоит из трех последовательных этапов:

- обобщение геологопромысловых данных на основе анализа разработки объекта (залежи) в поздней стадии и выявление режима его работы;
- обоснование объективной динамической модели залежи и выбор соответствующей ей наиболее информативной для подсчета запасов зависимости между основными показателями разработки;
- подсчет начальных и (или) остаточных извлекаемых запасов нефти по формулам, основанным на параметрах выбранных зависимостей в пределах экстраполируемых участков кривых по достижении предельно рентабельной добычи.



Лекция 9. Методы подсчета начальных балансовых и извлекаемых запасов сопутствующих компонентов.

Начальные балансовые запасы газа $Q_{г.р.0}$, растворенного в нефти, при любом режиме залежи определяются по начальным балансовым запасам нефти Q_0 и начальному газосодержанию r_0 , определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании:

$$Q_{г.р.0} = Q_{н0} r_0$$

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти, $Q_{г.р.извл}$ оказывает влияние режим залежи. При водонапорном и упруговодонапорном режимах пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, в связи с чем величина газового фактора постоянна. Поэтому начальные извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, определяются начальными извлекаемыми запасами $Q_{н.извл}$ нефти и начальным газосодержанием: $Q_{г.р.извл} = Q_{н.извл} r_0$

Если залежь работает на режиме растворенного газа, газонапорном (газовой шапки) или смешанном (при $p_o = p_{нас}$) режимах, то извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, подсчитывают по формуле, выводимой из уравнения материального баланса. Они будут определяться разницей между начальными балансовыми запасами растворенного газа и неизвлекаемыми запасами этого газа

$$Q_{г.р.неизвл} : Q_{г.р.извл} = Q_{г.р0} - Q_{г.р.неизвл} = Q_{н0г0} - Q_{г.р.неизвл}$$

Неизвлекаемые запасы растворенного газа определяются суммой объемов свободного газа в объеме пор освобожденном за счет извлекаемой нефти, усадки неизвлекаемой нефти и объема неизвлекаемого растворенного газа в

неизвлекаемой нефти:
$$Q_{г.р.неизвл} = Q_{н.извл} b_0 (p_k \alpha_k / p_{ст}) K_t + Q_{н.неизвл} (b_0 - b) X (p_k \alpha_k / p_{ст}) K_t + Q_{н.неизвл} r_k,$$

где $Q_{н.неизвл}$ — неизвлекаемые запасы нефти, тыс. т; r_k — остаточное газосодержание при конечном давлении p_k , принимаемом равным 1 МПа; α_k — соответствующая давлению p_k поправка на сжимаемость реальных газов; K_t — термический коэффициент.

Отсюда
$$Q_{г.р.неизвл} = Q_{н.о} r_o - Q_{н.извл} b_0 (p_k \alpha_k / p_{ст}) * K_t - Q_{н.неизвл} (b_0 - b) (p_k \alpha_k / p_{ст}) K_t - Q_{н.}$$

$r_{неизвл\ k}$

На практике нередко пользуются упрощенной формулой М. А.

Жданова:
$$Q_{г.р.неизвл} = Q_{н.извл} r_0 + Q_{н.неизвл} (r_0 - r_k) - Q_{н.извл} b_0 p_k \alpha_k / p_{ст},$$

т. е. извлекаемые запасы растворенного газа равны сумме объемов газа в извлеченной нефти и неизвлеченной нефти с учетом конечного газосодержания за вычетом свободного газа в объеме пор, освобожденном за счет извлекаемой нефти.

Методы подсчета запасов конденсата

Конденсат, содержащийся в газоконденсатных залежах, выделяется в жидкую фазу при снижении давления ниже точки росы. Он является ценнейшим сырьем для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, используется как моторное топливо и т. п.

Методы подсчета запасов конденсата, а также бутанов, пропана и этана определены «Инструкцией по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа», разработанной сотрудниками газоконденсатной лаборатории ВНИИГаза О. Ф. Худяковым, В. В. Юшкиным, Я. Д. Саввиной и А. С. Великовским, и «Методическим руководством по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, углеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе», составленным В. И. Старосельским и В. В. Юшкиным в 1984 г.

При определении запасов конденсата учитывается стабильный конденсат, состоящий из жидких при стандартных условиях углеводородов $C_{5+высш}$ (пентанов и вышекипящих). Балансовые запасы стабильного конденсата находятся по потенциальному содержанию его в составе пластового газа и запасам пластового газа.

Схема определения состава пластового газа при одноступенчатой сепарации.

Состав пластового газа определяется по пробам газа и сырого конденсата, а также по замерам конденсатогазового фактора (КГФ) из двух-трех скважин, наиболее продуктивных на исследуемой залежи. В залежах с этажом газоносности, превышающим 300 м, а также содержащих нефтяную оторочку содержание сырого конденсата может меняться по высоте структуры. В связи с этим в анализ должны вовлекаться скважины с таким расчетом, чтобы пробы газа и сырого конденсата из них характеризовали залежь вблизи нефтяной оторочки, в прикупольной и промежуточной зонах. В качестве среднего по залежи принимается средневзвешанное по площади значение содержания $C_{5+\text{высш.}}$, а также этана, пропана и бутанов.

При температурах сепарации, равных температуре окружающего воздуха или ниже ее, состав пластового газа определяется путем одноступенчатой сепарации. В сепараторе происходит отделение сырого конденсата от газа, причем сырой конденсат скапливается в нижней его части, а газ направляется на диафрагменный измеритель критического течения (ДИКТ), в котором замеряется дебит газа. Замеры КГФ и отборы проб сырого конденсата и отсепарированного газа производятся при давлении в сепараторе, не превышающем 5 МПа.

Величина КГФ рассчитывается как частное от деления объема конденсата (см^3), скопившегося в сепараторе, к объему газа (м^3), прошедшего через ДИКТ за одно и то же время.

В процессе лабораторных исследований определяют:

- состав отсепарированного газа;
- состав газа дегазации;
- состав газа дебутанизации;
- количество газа, выделяемое при дегазации сырого конденсата в объеме контейнера, a , л;
- количество газа, выделяемое при дебутанизации конденсата в объеме контейнера, δ , л;
- содержание жидких углеводородов ($C_{5+\text{высш.}}$) в дебутанизированном конденсате в объеме контейнера b , см³.
- Расчет пластового газа ведется исходя из 1000 г-молей отсепарированного газа.
- Количество газа A в грамм-молях, выделяющееся при дегазации сырого конденсата, определяется по формуле

Расчет пластового газа ведется исходя из 1000 г-молей отсепарированного газа. Количество газа A в грамм-молях, выделяющееся при дегазации сырого конденсата, определяется по формуле

$$A = (aq/V),$$

где q — конденсатогазовый фактор; V — объем контейнера, в который отобран сырой конденсат, см³.

Аналогично подсчитывается количество газа B в грамм-молях, выделяющееся при дебутанизации конденсата:

$$B = (\delta q)/V,$$

Содержание в сыром конденсате пентанов и вышекипящих ($C_{5+\text{высш.}}$) в грамм-молях определяется по формуле

$$B = (qb\rho_K \cdot 24,04)/VM,$$

где ρ_K — относительная плотность $C_{5+\text{высш.}}$ при 20°C; M — молекулярная масса $C_{5+\text{высш.}}$; 24,04 — газовая постоянная.

В тех случаях, когда температура **сепарации** значительно выше окружающего воздуха, отбор проб производится при двухступенчатой сепарации. Для этого незначительная часть газа (менее 1 %), выходящая из сепаратора, в котором поддерживается давление 10 МПа и выше, направляется в малый термостойкий сепаратор (МТС), давление в котором 5 МПа и температура ниже окружающего воздуха. При двухступенчатой сепарации замеры КГФ производятся и в том и другом сепараторах, пробы сырого конденсата также отбираются из двух сепараторов, а проба отсепарированного газа — на выходе из МТС.

Следовательно, на первой ступени сепарации предусматриваются исследования в первом сепараторе, а на второй ступени — в МТС и на выходе из него.

Коренное отличие схемы определения состава пластового газа при двухступенчатой сепарации от рассмотренной выше при одноступенчатой сепарации заключается в том, что состав газа сепарации всей системы определяется суммированием компонентов пластового газа из пробы газа сепарации, взятой на выходе из МТС, и пробы конденсата, отобранной в МТС.

ПОДСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ БАЛАНСОВЫХ ЗАПАСОВ СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА ПРИ ОДНОСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ

Начальные балансовые запасы стабильного конденсата подсчитываются с учетом начальных балансовых запасов свободного газа в залежи Q_{r0} и начального потенциального содержания конденсата Π . Начальное потенциальное содержание стабильного конденсата складывается из содержаний $C_{5+\text{высш.}}$ в сыром конденсате (K) и отсепарированном газе (L) из расчета на 1 м^3 пластового газа, т. е.

$$\Pi = K + L$$

В соответствии с определением состава пластового газа содержание $C_{5+\text{высш.}}$ в сыром конденсате равно сумме содержаний этих углеводородов в газе дегазации (K_1), газе дебутанизации (K_2) и дебутанизованном конденсате (K_3):

$$K = K_1 + K_2 + K_3$$

Каждое из слагаемых этой формулы в г/м^3 рассчитывается с учетом его мольной доли l в % в пластовом газе, молекулярной массы M и количеств газа или дебутанизованного конденсата, выделившихся при дегазации и дебутанизации сырого конденсата (соответственно A , B , B):

$$K_1 = A(l_1/100)(M_1/24,04) = (aql_1M_1)/(100 \cdot 24,04) = 0,03(aql_1)/V;$$

$$K_2 = B(l_1/100)(M_2/24,04) = (\delta ql_2M_2)/(100 \cdot 24,04) = 0,03(\delta ql_2)/V;$$

(экспериментально установлено, что молекулярная масса газов, дегазации и дебутанизации с приемлемой для расчетов точностью может быть принята равной 80);

$$K_3 = VM_3/24,04 = \frac{(qb)\rho_4^{20}}{V}$$

Содержание стабильного конденсата в отсепарированном газе в г/м³

$$L = 10l_L M_L / 24,04,$$

где l_L — мольная доля $C_{5+\text{высш.}}$ в отсепарированном газе, M_L — молекулярная масса $C_{5+\text{высш.}}$ в этом газе.

Молекулярная масса $C_{5+\text{высш.}}$ в отсепарированном газе может быть определена по графику зависимости этого параметра, от температуры сепарации (**рис. 24**)

Суммируя слагаемые начального потенциального содержания конденсата в пластовом газе, получим:

$$\Pi = K + L = \left[\left(\frac{q}{V} \right) (0,03al_1 + 0,03\delta l_2 + b\rho_4^{20}) + 10l_L(M_L/24,04) \right]$$

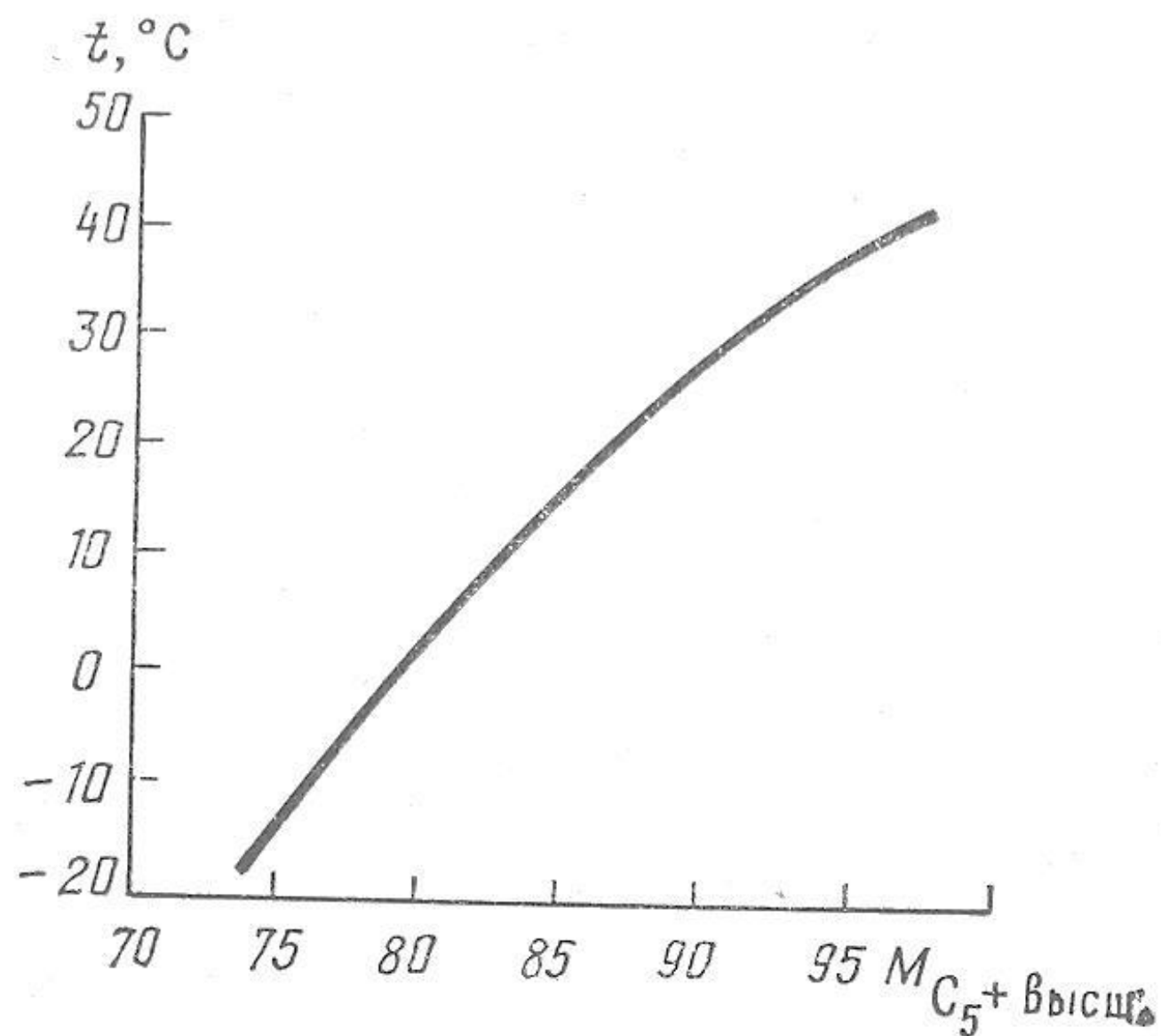


Рис. 24 Зависимость молекулярной массы M_{C_5+} от температуры сепарации t .

Тогда балансовые запасы стабильного конденсата в тыс. т определяются путем умножения потенциального содержания $C_{5+\text{высш.}}$ в г/м³ на балансовые запасы свободного (пластового газа) в млрд. м³:

$$Q_{\text{к0}} = Q_{r0} \Pi = Q_{r0} \left[\left(\frac{q}{V} \right) (0,03 a l_1 0,03 \delta l_2 + b p_{\text{к}}) + 10 l_L (M_l / 24,04) \right]$$

ГКЗ СССР утверждает отдельно балансовые запасы сухого газа (без конденсата) и балансовые и извлекаемые запасы конденсата.

Определение извлекаемых запасов стабильного конденсата

Извлекаемые запасы стабильного конденсата зависят от величины его потерь за весь срок разработки залежи. Разработка газоконденсатных залежей обычно ведется со снижением пластового давления. При этом значительная часть стабильного конденсата выделяется в пласт и остается неизвлеченной. Величина пластовых потерь может изменяться на разных залежах от 2 до 250 г/см³. Следовательно, сокращение потерь конденсата при разработке представляет одну из серьезнейших проблем газовой промышленности.

В настоящее время одним из путей сокращения потерь конденсата представляется разработка газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления за счет обратной закачки в залежь газа после отбора из него конденсата или с помощью заводнения.

Обратная закачка в залежь освобожденного от конденсата газа (так называемый сайклинг-процесс) ведется до полного извлечения конденсата, что достигается спустя 10—30 лет после начала эксплуатации. Однако этот метод, требующий значительных капиталовложений, может быть рекомендован только при экономическом, техническом и геологическом обосновании.

Возможности применения метода поддержания пластового давления в газоконденсатных залежах с помощью заводнения еще изучаются, хотя уже имеются весомые соображения о его эффективности. В настоящее время большинство газоконденсатных залежей разрабатывается без поддержания пластового давления.

Величина начальных извлекаемых запасов стабильного конденсата определяется с помощью коэффициента извлечения, равного отношению разности величины начального потенциального содержания конденсата и его пластовых потерь $q_{п.пл}$ к начальному пластовому содержанию: $k_{извл.к} = (\Pi - q_{п.пл})/\Pi$

На залежах, работающих без поддержания пластового давления, способы определения коэффициента извлечения стабильного конденсата выбираются в зависимости от его начального потенциального содержания в пластовом газе.

В том случае, когда $P > 30$ г/м³, коэффициент извлечения стабильного конденсата определяется с учетом величины пластовых потерь, устанавливаемых экспериментально до начала разработки залежей. Цель экспериментальных исследований заключается в выявлении на установке величины уменьшения потенциального содержания стабильного конденсата при снижении пластового давления от начального до стандартного, равного 0,1 МПа.

Определение пластовых потерь стабильного конденсата производится на установке УГК-3. Для этого отобранные на промысле пробы газа и сырого конденсата рекомбинируют в бомбе в соответствии с конденсатогазовым фактором, замеренным при отборе этих проб. Сырой конденсат переводят в газовую фазу, после чего в бомбе замеряют объем пластового газа. В дальнейшем расчет пластовых потерь стабильного конденсата ведется на 1 м³ этого объема. После выполнения этих операций температуру в бомбе доводят до пластовой. Затем производят поэтапный выпуск газа из бомбы с таким расчетом, чтобы получить необходимое количество точек для построения кривой дифференциальной конденсации (пластовых потерь конденсата). По замерам составляют график зависимости «количество выделившегося сырого конденсата— пластовое давление» (рис. 25). Коэффициент извлечения конденсата рассчитывается для условий конечного давления 0,1 МПа.

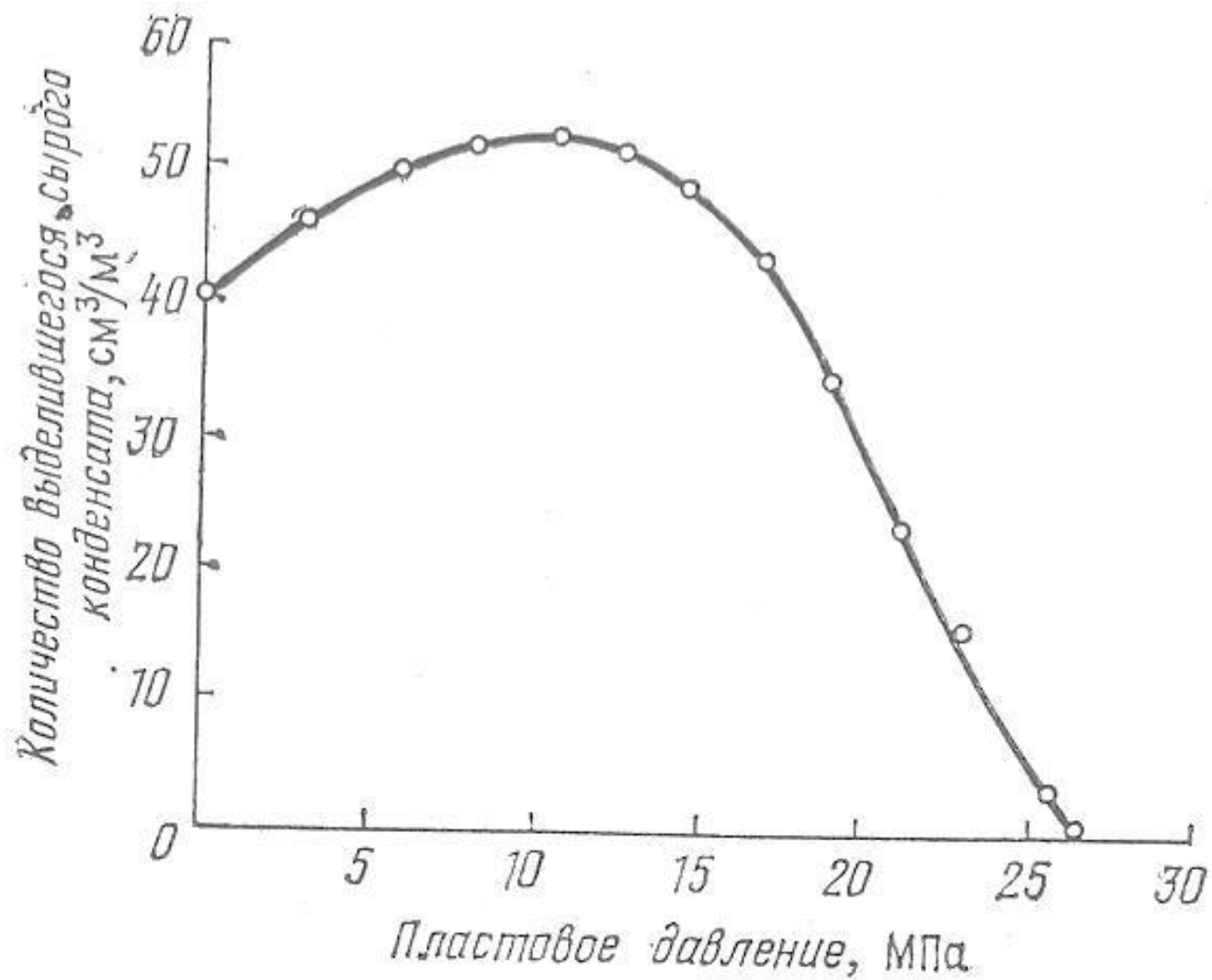


Рис. 25 Кривая дифференциальной конденсации пластового газа

Оставшийся в бомбе после выпуска газа сырой конденсат выпускают в ловушку, охлаждают до стандартной температуры и измеряют его объем и плотность.

Начальные извлекаемые запасы конденсата рассчитываются путем умножения начальных балансовых запасов на коэффициент извлечения:

$$Q_{\text{к.извл}} = Q_{\text{ко}} k_{\text{извл.к}}$$

Подсчет балансовых запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода и других полезных компонентов

Балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и учитываются на газовых, нефтегазоконденсатных и газонефтяных месторождениях или залежах при содержании этана в газе не менее 3 % и разведанных текущих запасах газа не менее 10 млрд. м³. Указанная концентрация этана — минимально рентабельная при современном технологическом уровне извлечения его из природного газа. При наличии на многозалежном месторождении основной залежи с кондиционным содержанием этана балансовые запасы этана, пропана и бутанов подсчитываются и на остальных залежах с содержанием этана от 2,5 до 2,9 %. Кроме того, указанные компоненты подсчитываются на месторождениях с содержанием этана не менее 1,5 %, но при этом концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислоты) в сумме должна составлять не менее 50%. При перечисленных кондиционных содержаниях балансовые запасы пропана и бутанов подсчитываются по фактическому их содержанию в газе.

Подсчет балансовых запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, азота и углекислого газа в тыс. т производится по их потенциальному содержанию в составе пластового газа. Потенциальное содержание этих компонентов $\Pi_{\text{комп}}$ в г/м³ в составе пластового газа определяется путем умножения доли каждого компонента в пластовом газе $e_{\text{комп}}/100$ на его плотность $\rho_{\text{комп}}$ при 0,1 МПа и 20°С; $\Pi_{\text{комп}} = e_{\text{комп}} \rho_{\text{комп}} / 100$.

Чтобы получить балансовые запасы каждого компонента в тыс. т в расчете на пластовый газ, необходимо его потенциальное содержание в г/м³ умножить на балансовые запасы свободного газа в млрд. м³ в залежи: $Q_{\text{комп}} = Q_{\text{го}} \Pi_{\text{комп}}$. Основные физические характеристики природных газов, которые используются при подсчете запасов свободного газа, и содержащихся в них компонентов, приведены в **таблице**

Основные физические характеристики компонентов природных газов

Параметр							
	4,73	4,98	4,34	3,87	7,38	9,18	3,46
	191,1	305,4	370,0	425,2	304,2	373,6	126,2
	668	1251	1834	2418	1831	1431	1166

Аналогично рассчитываются и балансовые запасы сероводорода.

Балансовые запасы газовой серы в тыс. т определяются умножением запасов сероводорода на 0,94 — отношение атомной массы серы (32) к молекулярной


массе сероводорода M_{H_2S} (34):

$$Q_{(S_2)O} = Q_{(H_2S)O} \left(\frac{A_S}{M_{H_2S}} \right)$$

Балансовые запасы углекислого газа и азота получают путем умножения балансовых запасов пластового газа в млн. м³ на долю компонента в его составе:

$$Q_{(CO_2;N_2)O} = Q_{ro(CO_2;N_2)} / 100$$

Аналогично получают и балансовые запасы гелия и аргона в тыс. м³.



Лекция 10. Перевод запасов нефти и газа в более высокие категории и пересчет (повторный подсчет) запасов.

Перевод запасов в более высокие категории

В процессе разбуривания залежей нефти по технологической схеме и залежей газа по проекту опытно-промышленных работ, а также при разбуривании этих же залежей по проектам разработки ежегодно осуществляется перевод запасов в более высокие категории. В первом случае запасы категории C_1 переводятся в категорию В, во втором — запасы категории В переводятся в категорию А. Естественно, перевод в более высокие категории возможен только тогда, когда в скважинах на разбуренных участках проведен комплекс исследований, предусмотренных Инструкцией по применению Классификации.

Сущность перевода запасов сводится к следующему.

В первую очередь на подсчетном плане определяют границы участка залежи, ограниченного скважинами, пробуренными в отчетном году. Затем эти границы переносят на все карты (изопахит, карты открытой пористости, нефтенасыщенности, эффективной пористости) по тем объектам, по которым производился подсчет запасов залежи по категории C_1 и C_2 как основы для составления первого проектного документа и категории В—для составления проекта разработки. По этим картам в пределах выделенных участков по соответствующим вариантам объемного метода определяют запасы тех категорий, на основе которых составлялись первый и второй проектные документы. Вычисленные таким образом запасы каждой категории исключаются из числающихся на балансе залежи.

Затем создается новая геологическая основа в соответствии с более глубокой дифференциацией подсчетных объектов: уточнением границ распространения коллекторов, выделением зон распространения коллекторов низкой и высокой продуктивности и т. п. По новым данным также объемным методом подсчитывают запасы более высокой категории, которые учитывают в балансе вместо исключенных запасов низкой категории.


Таким образом поступают ежегодно вплоть до полного разбуривания залежи. Если залежь разбуривалась по технологической схеме, запасы новой категории В сравниваются с ранее утвержденными ГКЗ или принятыми ЦКЗ министерств запасами категорий $C_1 + C_2$. В тех случаях, когда запасы категории В не отличаются более чем на 20 % от утвержденных или принятых, на основе новой статической модели и вновь подсчитанных запасов составляет проект разработки залежи. Если разница превышает 20 % в любую сторону, то проводится пересчет запасов с представлением его на рассмотрение и утверждение в ГКЗ.

Особенности пересчета запасов нефти, газа и конденсата залежей, находящихся в разработке

Пересчет запасов осуществляется в случаях, когда запасы залежи после разбуривания по первому проектному документу изменяются более чем на 20 % по сравнению с ранее принятыми или утвержденными в ГКЗ, а также в других случаях, предусмотренных Классификацией запасов.

Следовательно, пересчет запасов выполняется по разрабатываемым залежам. Если по данным разведочных работ запасы подсчитываются на основе статической модели объемным методом, то в процессе разработки залежей нефти и газа рассматриваются возможности для использования методов, основанных на принципе материального баланса. Однако непременным условием их применения является необходимость проведения в скважинах и по залежи в целом постоянных исследований, направленных на изучение залежи как динамической модели.

Выбор наиболее эффективного метода для пересчета запасов зависит от качества и полноты фактических данных, от их достоверности, а также от разрешающей способности метода применительно к условиям конкретной залежи. С этой целью в первую очередь проводится анализ по выявлению причин занижения или завышения запасов, подсчитанных по завершении разведочных работ. Если эти причины обусловлены изменением представлений о геологическом строении продуктивных пластов, то эффективным при пересчете запасов будет объемный метод. В случаях, когда существенные изменения запасов связаны с трудностями установления типа пустотного пространства, предпочтение отдается методам, основанным на принципе материального баланса. Однако и их применение, как было показано выше, ограничивается жестким условием дренируемости всего объема залежи. Если вода начала внедряться в залежь раньше, чем весь ее объем был охвачен дренированием, то при подсчете запасов как нефти, так и газа возможны погрешности.



Лекция 11. Количественная оценка перспективных и прогнозных ресурсов.

Оценка прогнозных запасов

Для оценки прогнозных запасов нефти (или газа) на какой-либо территории прежде всего следует оценить эту территорию с точки зрения наличия благоприятных условий для возможного нахождения в ней нефтегазоносных отложений на основе следующих геологических критериев:

- 1) тектонические условия и наличие или отсутствие локальных структур;
- 2) палеогеографическая обстановка формирования отложений и их стратиграфический разрез;
- 3) литолого-фациальные свойства пород и условия осадконакопления;
- 4) гидрогеологические и гидрохимические показатели;
- 5) геохимические показатели;
- 6) дополнительные геологические показатели;
- 7) условия возможного образования и нахождения залежей нефти и газа;
- 8) коллекторские свойства пород;
- 9) условия образования ловушек;
- 10) условия сохранения и разрушения залежей нефти и газа;
- 11) влияние метаморфизма пород на нефтеносность и газоносность и т.п.

На основе указанных данных составляется прогнозная карта качественной характеристики территории. Такую карту следует составлять на тектонической основе, на которой хотя бы в самом общем виде указывается тектоническое районирование территории.

На этой карте следует выделить площади с различной степенью перспективности на основе указанных выше геологических соображений и провести примерную классификацию (таб.7)

Таблица 7

Класс	Характер перспективности площади	Геологические критерии нефтегазоносности и условия образования залежей нефти и газа
I	Весьма перспективные	Имеются структуры и ловушки; намечается благоприятная литолого-фациальная характеристика пород и их коллекторских свойств; есть благоприятные прямые геохимические и гидрохимические показатели; имеются благоприятные палеогеографические показатели и палеогеологические условия для образования и сохранения залежей нефти и газа и т.п.
II	Перспективные	Имеются структуры и ловушки; намечается благоприятная литолого-фациальная характеристика пород и их коллекторские свойства; есть лишь некоторые косвенные данные геохимических и гидрохимических показателей, свидетельствующие о возможной благоприятной обстановке для образования и сохранения залежей нефти и газа и т.п.

III	Малоперспективные	Наряду с некоторыми благоприятными признаками –наличием структур и коллекторов -имеются неблагоприятные показатели: частичное раскрытие структур, сильные нарушения, свидетельствующие о частичном нарушении залежей нефти и газа; наблюдаются явления частичной метаморфизации пород, ухудшающие их коллекторские свойства и т.п.
IV	Бесперспективные	Отсутствуют благоприятные структуры; есть ясные геохимические и гидрохимические показатели разрушения залежей нефти и газа, имеются свидетельства о неблагоприятных палеогеографических условиях для формирования залежей нефти и газа; наблюдается значительная метаморфизация пород и т.п.
V	Площади невьясненными перспективами	Геологические критерии нефтегазоносности и условия формирования залежей нефти и газа неясны или недостаточно выяснены. Имеются лишь общие сведения о возможном наличии структур и коллекторов и общие соображения о палеогеографических условиях осадкообразования.

После этого можно перейти к количественной оценке прогнозных запасов.

Как уже указывалось, единой общепринятой методики подсчета прогнозных запасов нефти и газа не существует. Но все используемые способы в своей основе в той или иной мере исходят из принципа геологической аналогии. Важнейшим показателем при этом в большинстве более или менее серьезных расчетов являются удельные запасы (плотность запасов), выраженные в тоннах на квадратный километр для нефти и в кубических метрах на квадратный километр для газа, вычисленные предварительно по изученной и разведанной площади.

Значения удельных запасов, полученные на разведанной территории, могут быть использованы для подсчета прогнозных запасов различными методами.

Наиболее широко распространен метод аналогий на основе средних удельных запасов на единицу площади (или объема), вычисленных для хорошо изученных месторождений (горизонтов) в разведанных районах, аналогичных по геологическому строению прогнозной территории и принимаемых в качестве эталона.

Основой метода аналогии (сравнительного геологического анализа) является определение черт сходства и различия эталонной и оцениваемой территории по истории их геологического развития, тектоническому положению, характеру локальных структур, фациальным особенностям и литологии осадочных комплексов пород, их мощностям, возрасту и т.п. Чем глубже и полнее проведена аналогия между этими территориями и чем больше они обнаруживают сходства в геологическом строении, тем более достоверной будет прогнозная оценка запасов нефти и газа.

Для количественной прогнозной оценки запасов нефти и газа на изученной площади выбирается эталонный участок, наиболее сходный по своему строению и условиям залегания нефти и газа с оцениваемым. Для этого эталонного участка определяют запасы, площадь нефтеносности и объем продуктивных отложений (содержащих нефть и свободный газ по отдельности).

На основе указанных данных по эталонному участку определяют плотность запасов на единицу площади и на единицу объема пород-коллекторов, содержащих нефть или свободный газ.

Эти данные в дальнейшем используют для подсчета запасов нефти или газа на прогнозной территории по следующим соотношениям.

1. Если в качестве расчетной единицы принимается плотность запасов на единицу площади, то

$$Q = Fqk$$

где Q – количественная оценка запасов нефти или газа на оцениваемой территории, млн.т нефти или млрд.м³ газа;

F – общая площадь оцениваемой территории, км²; q – средняя плотность (количество) запасов нефти или газа, приходящихся на единицу разведанной (эталонной) площади, млн.т/км² или млрд.м³/км²; k – общий поправочный коэффициент степени аналогии, учитывающий различия в геологическом строении или возможной нефтегазоносности разведанной и оцениваемой площадей; он определяется на основе анализа исходных критериев нефтегазоносности с учетом степени изученности территории.

2. Если в качестве расчетной единицы принимается плотность запасов на единицу объема пород-коллекторов, содержащих нефть или газ, то

где $Q_{\text{пр}}$ – запасы нефти или газа на прогнозной территории, млн.т или млрд. м³; $V_{\text{пр}}$ – объем пород-коллекторов, содержащих запасы нефти или газа, оцениваемые на прогнозной территории, км³; $Q_{\text{э}}$ – подсчитанные запасы нефти или газа на эталонном участке, млн.т или млрд.м³; $V_{\text{э}}$ – объем пород-коллекторов, содержащих запасы нефти или газа на эталонном участке, км³;

k - общий поправочный коэффициент степени аналогии (он будет больше единицы при благоприятной оценке и меньше ее в случае неблагоприятных условий).

При подсчете прогнозных запасов наиболее сложной задачей является определение размеров возможной нефтегазоносности площади на оцениваемой территории даже при использовании геологических критериев нефтегазоносности для выделения перспективных площадей.

Если имеются какие-либо гипотезы или рабочие схемы о закономерностях распределения залежей нефти и газа на эталонной территории, то весьма полезно использовать их по аналогии для прогнозной территории.

Интересно привести данные о доле продуктивных площадей и распределении нефтяных и газовых залежей, имеющиеся в литературе, а также полученные нами по отдельным нефтяным районам.

Так, У.Л. Рассел указывает, что для некоторых геосинклинальных областей, в пределах которых имеются нефтяные месторождения, продуктивные площади составляют 4-5% от общей площади бассейна.

Для чокракско-спириалисовых отложений Восточного Предкавказья аналогичные расчеты, произведенные нами, дают величину 0,49-2,43% для различных его участков; в пределах этой продуктивной площади 87% относится к нефтяным залежам и 13% к залежам, содержащим свободный газ. Для майкопских отложений того же Восточного Предкавказья получены более низкие значения доли продуктивных площадей, а именно 0,014-0,031%.

Прогноз конечного КИН промыслово-статистическим методом И.Г. Пермякова

В основу метода положено совпадение математического описания зависимости коэффициента относительной проницаемости от водонасыщенности:

$$\frac{k'_n}{k'_e} = a \cdot e^{-b \cdot s} \quad (1)$$

с математическим описанием зависимости коэффициента относительной проводимости пласта от текущей водонасыщенности, определяемой суммой накопленной добычи нефти и погребенной воды ω , выраженных в % от открытой пористости:

$$\frac{q_n \cdot \mu_0}{q_e} = a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot (\Sigma q_0^* + \omega)} \quad (2)$$

где a , a_1 , b и b_1 - постоянные параметры, из которых b и b_1 - критерии подобия, q_n и q_e - годовая добыча нефти и воды в м³, μ_0 - относительная вязкость нефти - отношение вязкости нефти μ_n к вязкости воды μ_e , $(q_n \cdot \mu_0 / q_e)$ - коэффициент относительной проводимости пласта.

Для эффективного водонапорного режима объём добытой нефти из пласта равен объёму внедрившейся в залежь воды, тогда можно считать, что накопленная добыча нефти, выраженная в долях от объёма балансовых запасов нефти в залежи, практически равна отношению объёма внедрившейся в залежь воды к объёму порового пространства, занимаемого первоначальными запасами нефти в залежи, что и выражает собой текущую водонасыщенность залежи.

Логарифмируя (1, 2), получим:

$$\lg \frac{k'_n}{k'_e} = \lg a - b \cdot s \cdot \lg e$$

$$\lg \frac{q_n}{q_e} \cdot \mu_0 = \lg a_1 - b_1 \cdot (\Sigma q_0^* + \omega) \cdot \lg e$$

Эти уравнения являются уравнениями прямых, составляющих с осью абсцисс углы, тангенсы (*критерии подобия*) которых равны (прямая *Ботсета*) (**рис. 26**). Поскольку критерии подобия равны, то исследуемые явления подобны и кривая, отображающая в безразмерной форме зависимость относительной проницаемости породы для нефти от степени ее водонасыщенности, должна быть подобна безразмерной кривой, показывающей зависимость относительной проницаемости пласта для нефти от величины накопленной добычи. Поскольку текущая добыча нефти из залежи пропорциональна относительной проницаемости пласта для нефти, то кривые дебит - накопленная добыча, выраженные в безразмерной форме, не должны отличаться от кривых относительная проницаемость пласта - накопленная добыча, поэтому кривые дебит - накопленная добыча подобны кривым относительных проницаемостей. Этот очень важный вывод для теории натурального моделирования разработки нефтяного пласта и является основным положением, которое подтверждается анализом промыслового материала с последующим сопоставлением его с результатами лабораторных исследований.

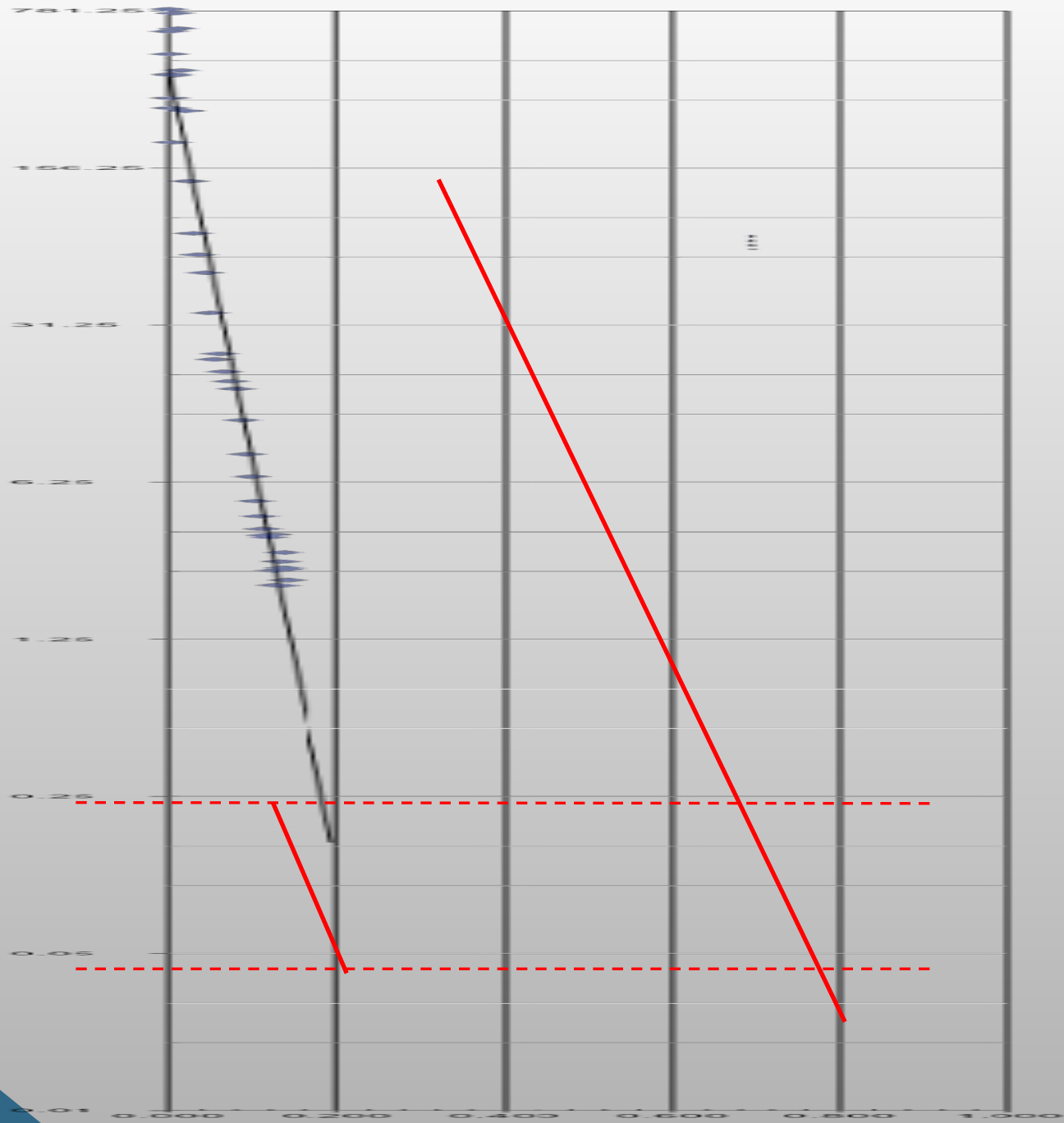


Рис. 26 - Зависимость
коэффициента относительной
проводимости пласта от текущего
коэффициента извлечения нефти

Прогноз извлекаемых запасов нефти и конечного КИН методом С.Н. Назарова.

Определение извлекаемых запасов и конечного коэффициента извлечения нефти по методу С.Н. Назарова осуществляется с помощью построения зависимости:

$$\frac{\Sigma Q_{жс}}{\Sigma Q_n} = f(\Sigma Q_v) \quad (3)$$

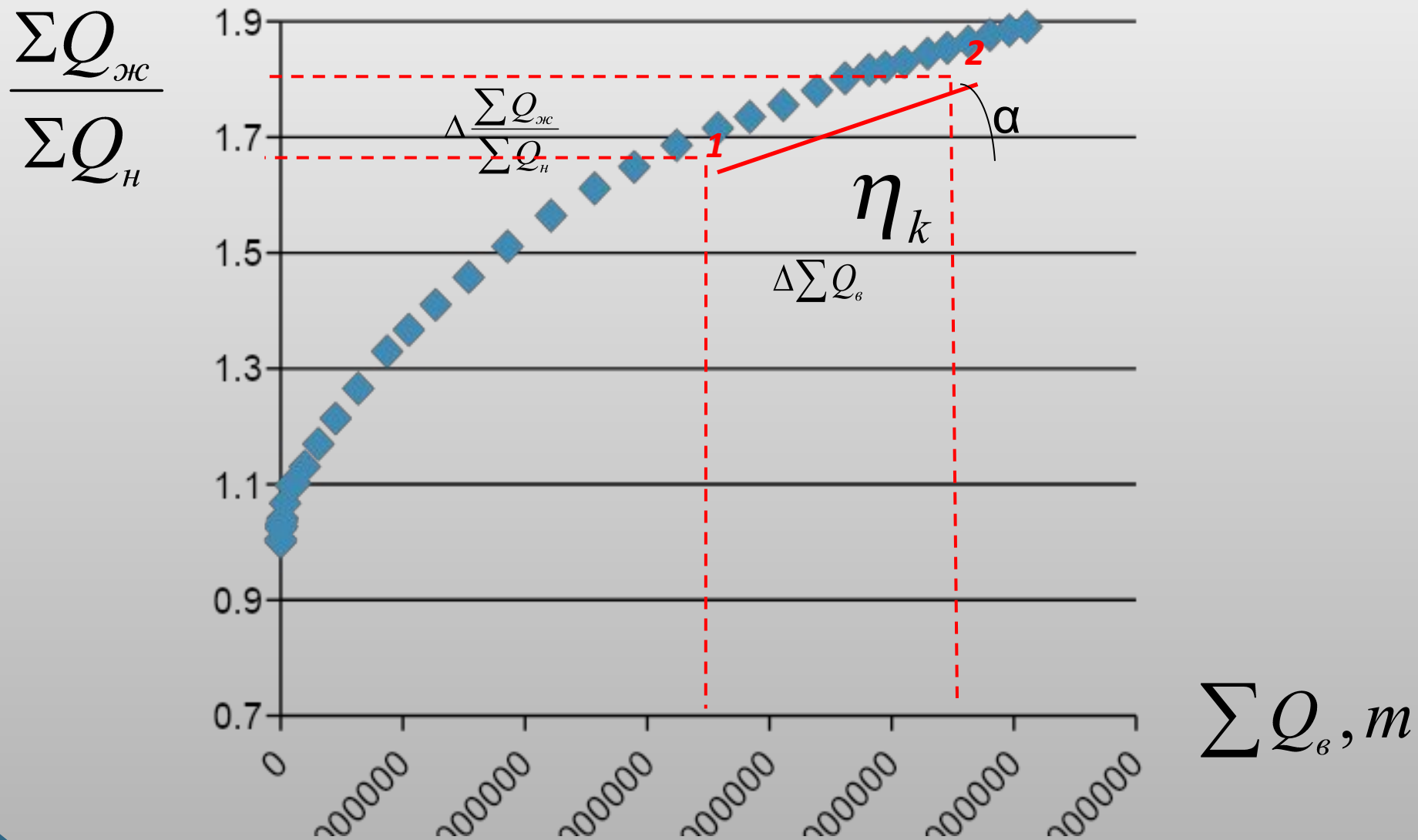
После непродолжительного периода эксплуатации эта зависимость представляет собой прямую вида (рис. 27):

$$\frac{\Sigma Q_{жс}}{\Sigma Q_n} = a + b \cdot \Sigma Q_v$$

где Q_n , Q_v и $Q_{жс}$ - накопленные отборы нефти, воды и жидкости, т;

b - угловой коэффициент; a - отрезок, отсекаемый на оси ординат.

Рис. 27 - Кривая зависимости отношения накопленных отборов жидкости и нефти от накопленных отборов воды



Преобразуем уравнение (3):

$$\frac{\Sigma Q_H + \Sigma Q_B}{\Sigma Q_H} = a + b \cdot \Sigma Q_B$$

$$\Sigma Q_H = \frac{\Sigma Q_B}{a - 1 + b \cdot \Sigma Q_B} = \frac{1}{b + \frac{a - 1}{\Sigma Q_B}}$$

Пределом данной функции при многократно возрастающей в ходе разработки обводненности добываемой продукции будет:

$$\lim_{\Sigma Q_B \rightarrow \infty} \Sigma Q_H = \frac{1}{b + \frac{a - 1}{\Sigma Q_B}} \approx \frac{1}{b}$$

Таким образом, извлекаемые запасы, а затем и коэффициент извлечения нефти можно рассчитать по следующим формулам:

$$Q_{извл} = \frac{1}{b} = \frac{\Delta(\Sigma Q_B)}{\Delta\left(\frac{\Sigma Q_{ж}}{\Sigma Q_H}\right)}; \quad \eta_k = \frac{Q_{извл}}{Q_0}$$

где Q_0 - балансовые запасы нефти, т.