

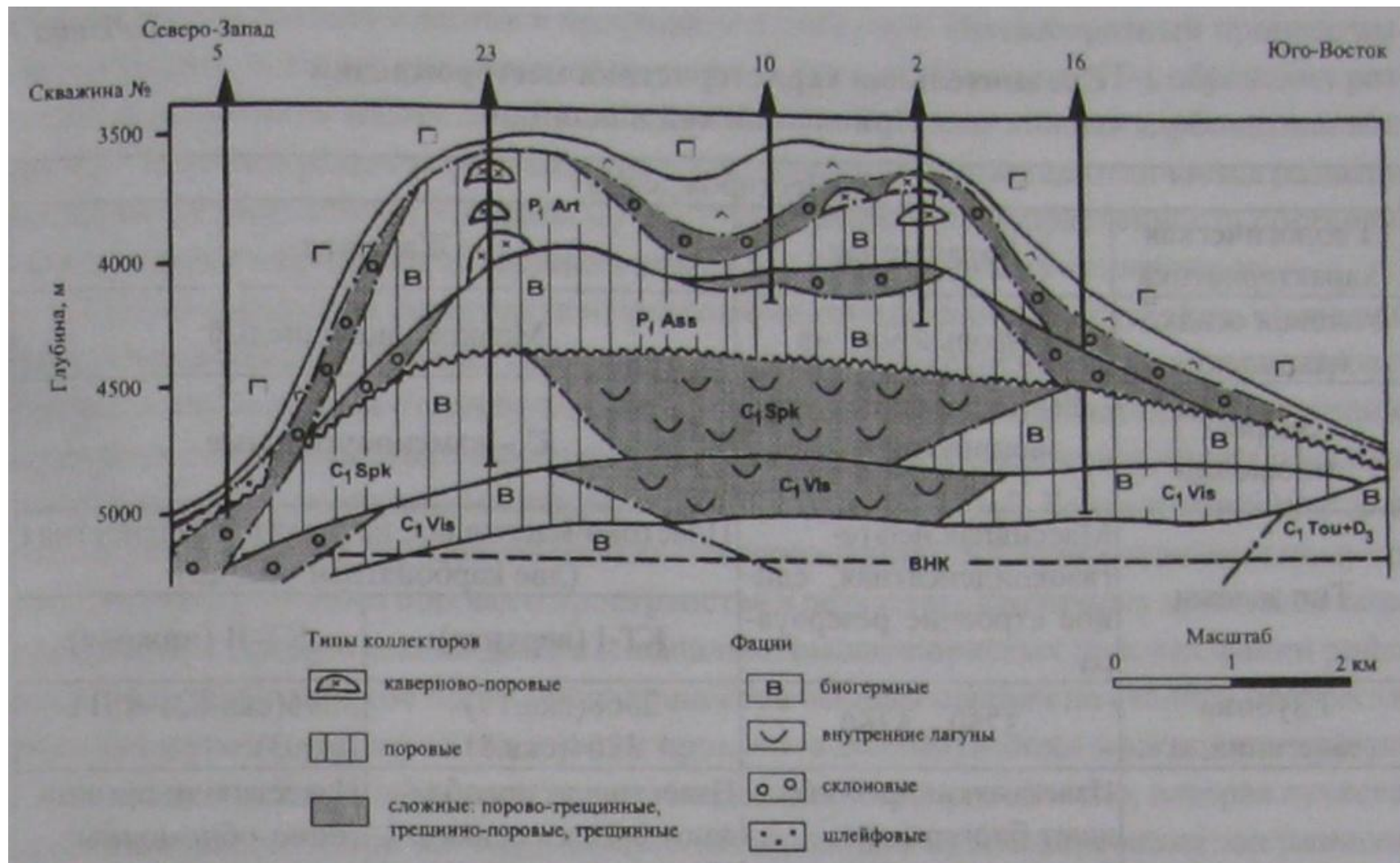
Стадии проектирования разработки

- Основная задача разведки - подготовка месторождения к разработке с подсчетом запасов по промышленным категориям.
- Стадии проектирования разработки:
- **Первая стадия - составление плана или проекта пробной эксплуатации залежи или технологической схемы эксплуатации опытно-промышленного участка.**
- **Вторая стадия - создание комплексной технологической схемы разработки.**
- Должны быть подсчитаны запасы нефти и газа по категориям C1 или C1+B.
- **Третья стадия проектирования разработки - составление комплексного проекта разработки, бурения эксплуатационных скважин.**
- К этой стадии проектирования разработки все запасы нефти или часть их могут быть подсчитаны по категории A.
- Под объектом разработки понимается одна или несколько залежей, которые разрабатываются одной сеткой эксплуатационных скважин.
- Разведка однопластовых месторождений всегда производится одной сеткой разведочных скважин.
- На многопластовых месторождениях часто применяется методика бурения нескольких сеток скважин, т.е. разведка многопластовых залежей проводится по этажам.

Особенности разведки газовых и газоконденсатных залежей и месторождений

- **Промышленные скопления природного газа встречаются в виде чисто газовых, газоконденсатных и газонефтяных залежей.**
- Подавляющая часть ресурсов природного газа заключена в чисто газовых и газоконденсатных залежах, которые достигают огромных размеров. Примером крупных газовых месторождений являются Уренгойское, Медвежье, Заполярное в Западной Сибири, Ачакское в Туркмении, газоконденсатных – Астраханское на юго-западе Прикаспийской впадины, Тенгиз в юго-восточной части Прикаспийской впадины, Карачаганак на севере Прикаспийской впадины в Казахстане, газоконденсатных с нефтяной оторочкой – Оренбургское в России.
- В **газонефтяных** залежах количественные соотношения между нефтью и газом могут быть весьма различны. Нефтяная часть (оторочка) может иметь самостоятельное промышленное значение.
- **Определение наличия или отсутствия нефтяной оторочки и оценка промышленной ее ценности составляют важную задачу разведки площади.**

Нефтегазоконденсатное месторождение Карачаганак



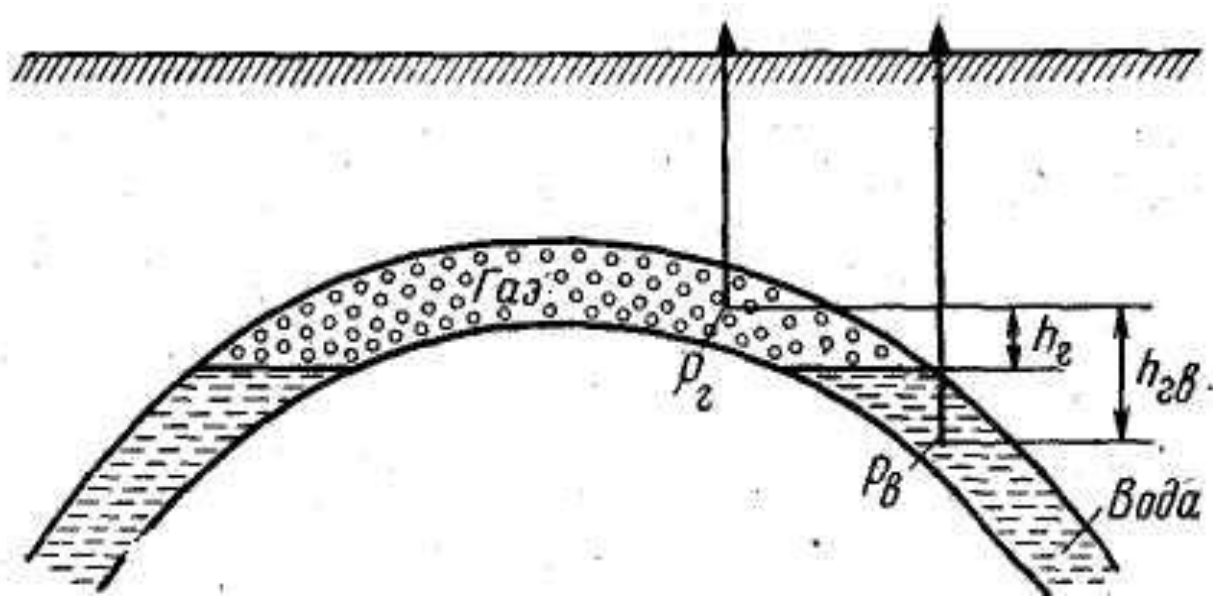
Основные положения рациональной разведки газовых месторождений.

- При разведке газовой залежи нет необходимости детально изучать ее по площади и особенно в приконтурной части, так как законтурное заводнение не применяется, а разработка залежи может быть осуществлена через сводовые скважины.
- Число поисковых и разведочных скважин, давших газ, не должно превышать количество скважин, необходимых для разработки.
- Конструкции разведочных газовых скважин проектируются и осуществляются с учетом последующей передачи этих скважин в эксплуатацию. Они отличаются от нефтяных более высокой степенью герметизации обсадных колонн.
- Нарушение этих положений влечет за собой, во-первых неоправданное удорожание разведанных на площади запасов газа, а, во-вторых, удлинение сроков открытия новых месторождений в данном районе.

Расчет высотного положения контактов газ— вода и газ-нефть

- Существенное различие плотностей газа и воды, газа и нефти позволяет достаточно надежно производить определение высотного положения контактов газ—вода и газ-нефть расчетным путем. Для этого необходимо точно измерять пластовые давления в залежи и за ее контурами, а также точно определять плотность газа, воды и нефти в пластовых условиях.
- Для расчета высотного положения газоводяного контакта необходимо иметь две скважины, одна из которых вскрывает газовую залежь, а другая — воду. Данные измерений пластовых давлений и плотности подставляются в формулу (В. П. Савченко)

Схема определения газоводяного контакта по формуле В. П. Савченко



$$h_2 = (\rho_в h_{2в} - 10(P_в - P_2)) / (\rho_в - \rho_г)$$

Где: $\rho_г$

h_2 — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газоводяного контакта в м;

$h_{2в}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления P_2 и воды $P_в$ в м;

$P_в, P_2$ — пластовое давление соответственно воды и газа в точках замера в кгс/см²;

ρ и $\rho_г$ — плотность в пластовых условиях соответственно воды и газа в г/см³.

Применение опытно-промышленной эксплуатации

- **Разведка и ввод в разработку газовых месторождений, расположенных вблизи от потребителей или от действующих магистральных газопроводов, могут быть ускорены путем применения опытно-промышленной эксплуатации.**
- **Опытно-промышленная эксплуатация осуществляется по временным проектам разработки и предполагает промышленную добычу газа из продуктивных поисковых и разведочных скважин и опережающее бурение эксплуатационных скважин, на которые главным образом и возлагается доразведка выявленных залежей.**
- **В общем случае разведка месторождений в старых районах или вблизи магистральных газопроводов, ускоренно вводимых в разработку, проводится в два этапа.**

Этапы разведки. Первый этап

- **На первом этапе разведка проводится только поисковыми и разведочными скважинами для выявления основных газоносных горизонтов в разрезе месторождения, изучения строения и продуктивной характеристики этих горизонтов и выполнения оперативного подсчета запасов категорий С1 и С2.**
- **В итоге составляется проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения.**
- При разработке этого проекта недостаток исходных характеристик залежи компенсируется использованием региональных геологических и геолого-промысловых данных. На основании этих данных прогнозируются тип и характер выявленных месторождений и залежей, пластовые давления на контактах газ—вода, режимы разработки новых залежей и т. д.

Этапы разведки. Второй этап

- **На втором этапе в ходе проектирования и первой очереди обустройства месторождения разведка ограничивается окончанием ранее заложенных разведочных скважин.**
- Доразведка выявленных залежей осуществляется главным образом опережающими эксплуатационными скважинами для проведения опытно-промышленной эксплуатации и в процессе этой эксплуатации.
- В итоге последнего этапа разведки должны быть получены исходные данные для проекта разработки и подсчета запасов. На месторождениях простого строения не менее 20% запасов, должно быть разведано по категории В, а в случае сложного строения запасы разведываются по категории С1.

Преимущества опытно-промышленной эксплуатации

- Опытно-промышленная разработка как метод разведки обеспечивает сокращение объемов разведочного бурения, сроков разведки и получение достоверных характеристик залежей газа, необходимых для составления проектов разработки. Вместе с тем этот метод разведки является и приемом эксплуатации, позволяющим использовать газ вновь открытых залежей в промышленных масштабах в кратчайшие сроки после открытия месторождения.
- Методика ускоренной разведки и ввода в разработку газовых месторождений на основе опытно-промышленной эксплуатации получила широкое применение в районах Восточной Украины, Северного Кавказа и Средней Азии.

Разведка месторождений газа в новых районах

- Разведка месторождений газа в новых районах, удаленных от потребителя и магистральных газопроводов, также может быть ускорена и сокращена до минимального объема, что достигается на основе ограничения степени детальности разведки требованиями подготовки запасов газа по категориям С1 (до 80%) и В (не менее 20%)- Такие требования предъявляются прежде всего к уникальным и крупным месторождениям, на базе которых проектируются и строятся новые магистральные газопроводы. Разведанность средних и мелких месторождений может соответствовать категории С1. Таким образом были разведаны в очень короткие сроки крупнейшие месторождения газа на севере Тюменской области — Уренгойское, Медвежье, Заполярное и др.

Оценка запасов газового месторождения на основе метода падения давления.

- Оценка запасов газового месторождения может быть осуществлена в ходе его опытно-промышленной эксплуатации или на стадии разработки на основе метода падения давления. Этот метод основан на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на единицу падения давления.
- Как правило законтурная вода в начальной стадии разработки не успевает восстанавливать первоначальное пластовое давление в залежи. Поэтому сопоставляя снижение пластового давления в залежи с объемом извлеченного газа, можно достаточно достоверно оценить его начальные запасы в залежи уже по материалам относительно кратковременной опытной эксплуатации. Применение метода падения давления для подсчета запасов во всех случаях целесообразно для мелких однопластовых месторождений и особенно для залежей со сложным строением коллектора, емкостные свойства которого оценить объемным методом очень трудно.

Разведка газонефтяных залежей

- **В соответствии с классификацией запасов нефти и горючих газов ввод газовых залежей в разработку, в том числе и в опытно-промышленную, разрешается только при доказанном отсутствии в них нефтяных оторочек промышленного значения.**
- Поэтому после получения первого промышленного притока газа на площади необходимо выяснить, имеется ли у вскрытой газовой залежи нефтяная оторочка и каково ее промышленное значение.
- **Газонефтяные залежи можно подразделить на три типа:**
- газонефтяные залежи, где соотношение запасов газа и нефти таково, что разработка залежи начинается с нефтяной части. Их следует называть нефтяными залежами с газовой шапкой;
- газонефтяные залежи, в которых соотношение запасов газа и нефти таково, что обе части залежи целесообразно разрабатывать одновременно. Их следует называть газовыми залежами с нефтяной оторочкой подчиненного промышленного значения;
- газонефтяные залежи, нефтяная часть которых не имеет промышленного значения. Это - газовые залежи с нефтяной оторочкой непромышленного значения.

Разведка газонефтяных залежей

- Поиски нефтяной оторочки под газовой залежью могут сильно осложнить разведку этой залежи. Поэтому особое внимание необходимо уделять прогнозированию наличия и характера такой оторочки.
- Оценить возможность присутствия нефтяной оторочки заранее в данной залежи можно на основе знания закономерностей распространения нефтяных и газовых залежей в данном регионе и продуктивной толще.
- Признаком нефтяной оторочки на площади служат повышенное содержание тяжелых углеводородов в газе.
- Разведочную скважину на нефтяную оторочку следует закладывать на пологом крыле складки, где возможная оторочка должна иметь наибольшую ширину.

Разведка газонефтяных залежей

- При установлении нефтяной оторочки первого типа специальную разведку газовой части залежи производить не следует, так как она будет изучена разведочными и эксплуатационными скважинами, пробуренными на нефтяную часть или более глубокие горизонты.
- При выявлении нефтяных оторочек подчиненного промышленного значения (второй тип газонефтяных залежей) необходимо проводить разведку и газовой и нефтяной оторочек. Детальность разведки оторочки определяется в этом случае количеством нефти, которое может быть отобрано при одновременной разработке газовой шапки.
- Разведка нефтяных оторочек залежей первого и второго типов наиболее эффективно может быть проведена, если на оторочке заложить первоначально профиль из двух-трех скважин с небольшим расстоянием между ними.
- В природе часты случаи, когда газонефтяные и водонефтяные разделы имеют наклонное положение. Возможность такой ситуации должна быть учтена и проверена путем заложения скважин на разных крыльях структуры.
- При установленном непромышленном значении нефтяной оторочки следует производить разведку и подготовку к разработке только газовой залежи в соответствии с принципами рациональной разведки газовых залежей

Определение места заложения скважины

- Для определения места заложения скважины следует рассчитать по формуле В. П. Савченко вероятное гипсометрическое положение газоводяного контакта.
- После вскрытия нефтенасыщенной части пласта необходимо точно определить пластовое давление и плотность нефти для расчета высотного положения газонефтяного и водонефтяного контактов.
- Если одной скважиной вскрыт газ, а другой нефть или если одной скважиной вскрыта нефть, а другой пластовая вода, то, замерив пластовое давление в первом случае газа P_G и нефти P_N , а во втором случае нефти P_N и воды P_B , высотное положение газонефтяного контакта можно определить с помощью формулы В. П. Савченко

$$h_G = \frac{P_N h_{GN} - 10 (P_N - P_G)}{\rho_N - \rho_G},$$

Высотное положение водонефтяного контакта определить с помощью формулы:

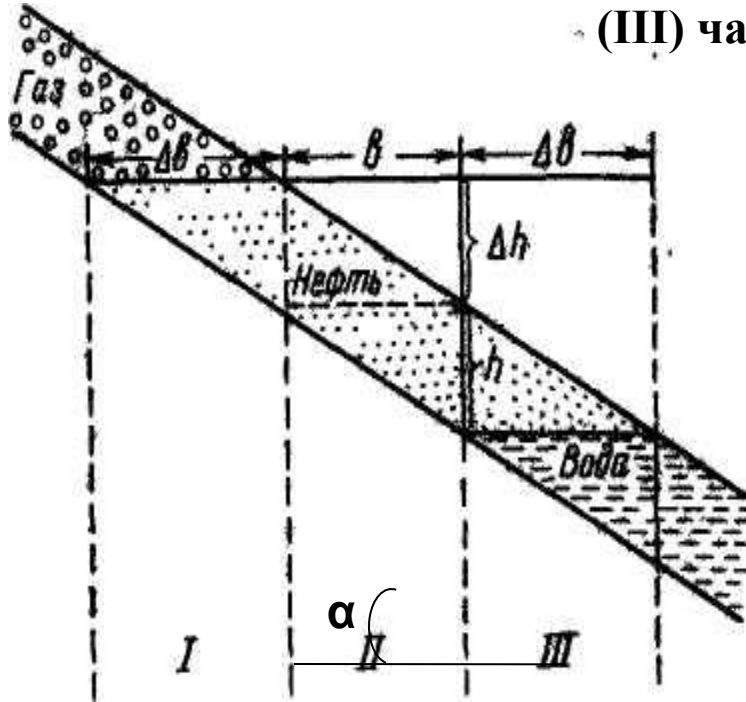
$$h_N = \frac{P_B h_{NB} - 10 (P_B - P_N)}{\rho_B - \rho_N},$$

Определение высотного положения водонефтяного контакта

- где $P_{\text{В}}, P_{\text{Н}}, P_{\text{Г}}$ — пластовое давление соответственно воды, нефти и газа в кгс/см²;
- $\rho_{\text{В}}, \rho_{\text{Н}}, \rho_{\text{Г}}$ — плотность в пластовых условиях соответственно воды, нефти и газа в г/см³;
- $h_{\text{Г}}$ — превышение отметки точки замера пластового давления газа в газовой скважине над отметкой газонефтяного контакта в м;
- $h_{\text{НГ}}$ — разность высотного положения точек замера пластового давления газа и нефти в м;
- $h_{\text{Н}}$ — превышение точки замера пластового давления нефти в нефтяной скважине над водонефтяным контактом в м;
- $h_{\text{НВ}}$ — разность высотного положения точек замера пластовых давлений нефти и воды в м.

Схематически поперечный разрез нефтяной оторочки

Ширина подгазовой (I) или водоплавающей (III) части нефтяной оторочки Δb равна $\Delta b = h/tg\alpha$



Ширина полного поля нефтяной оторочки b равна $b = \Delta h/tg\alpha$

Общая ширина оторочки I+II+III b' составляет $b' = b + 2\Delta b = (\Delta h + 2h)/tg\alpha$

где h — видимая мощность пласта;

α — угол наклона пласта;

Δh — превышение этажа нефтеносности над видимой мощностью пласта h .

Зоны: I — подгазовая;
II — полнопластовая;
III — водоплавающая.

Для наиболее полного извлечения нефти минимальным числом скважин, важное значение имеет определение положения полнопластовой части оторочки II. Скважины, дренирующие эту часть оторочки, извлекают наибольшее количество запасов нефти и работают наиболее длительное время.

Режим газонефтеносных пластов

- **Режимом газонефтеносного пласта называют характер проявления движущих сил в пласте, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при опытной эксплуатации и разработке залежи.**
- Движущие силы пласта обеспечивают приток нефти, газа и воды к скважинам. Знание режимов залежей необходимо для проектирования разработки, поэтому они должны быть установлены в результате завершающих этапов разведки, совмещенных с опытной эксплуатацией. О режиме пласта судят по характеру изменения во времени дебита, пластового давления, газового фактора, в зависимости от отбора жидкости.
- **Выделяют следующие основные режимы нефтеносных пластов:**
 - **1) водонапорный;**
 - **2) упругий;**
 - **3) газонапорный (газовой шапки);**
 - **4) растворенного газа;**
 - **5) гравитационный**

Водонапорный режим

- **Водонапорный режим характеризуется тем, что основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор краевых вод.**
- При этом в процессе разработки залежи дебиты скважин и пластовое давление остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и поступлением воды в пласт. Газовые факторы остаются низкими и постоянными, контуры нефтеносности перемещаются непрерывно.
- Возможное наличие водонапорного режима устанавливается в процессе разведки залежи по ряду признаков: активным пластовым водам, невысоким газовым факторам при опробовании скважин, высокой проницаемости коллекторов. При пробной эксплуатации наличие водонапорного режима подтверждается постоянными дебитами и газовыми факторами скважин и неизменными пластовыми давлениями. При этом режиме в процессе разведки необходимо изучить водонапорную систему, питающую пласт. Тектонические нарушения могут привести к образованию изолированных блоков с другими режимами пластов.

Упругий (упруго-водонапорный) режим

- **Упругий (упруго-водонапорный) режим рассматривается как фаза водонапорного режима.**
- **В эту фазу основным источником энергии является упругость жидкостей (нефти и воды) и породы.**
- Упруго-водонапорный режим наиболее ярко проявляется при плохой сообщаемости нефтяной залежи с областью питания. Проявление этого режима возможно в процессе пробной эксплуатации, когда при прочих показателях, соответствующих водонапорному режиму, наблюдается снижение пластового давления.

Газонапорный режим (или режим газовой шапки)

- При газонапорном режиме (или режиме газовой шапки) основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор газовой шапки.
- Существенное значение имеет соотношение размеров газовой шапки и залежей нефти. При значительных размерах газовой шапки в процессе эксплуатации дебиты нефти, газовые факторы и пластовое давление остаются почти постоянными. Контур газоносности и контакт газ—нефть непрерывно перемещаются за счет расширения газовой шапки.
- Газовый режим залежи определяется в процессе разведки, при этом устанавливают газovou шапку и ее размеры. Пробная эксплуатация позволяет уточнить интенсивность проявления газонапорного режима.

Режим растворенного газа

- При режиме растворенного газа нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа, выделяющегося из нефти.
- В процессе эксплуатации залежи дебит и давление непрерывно снижаются, газовые факторы вначале быстро возрастают, а в дальнейшем, по мере истощения залежи, снижаются.
- Появление в пласте свободного газа существенно снижает фазовую проницаемость для нефти. Контурные воды не продвигаются или продвигаются весьма незначительно по сравнению с отбором нефти.
- Наличие этого режима в процессе разведки предварительно устанавливается по отсутствию благоприятных факторов для проявления водонапорного и газонапорного режимов, а также по развитию коллекторов с низкой проницаемостью и сложности поведения поверхности ВНК, обусловленной действием капиллярных сил.

Гравитационный режим

- **Гравитационный режим характеризуется движением нефти по пласту за счет силы тяжести самой нефти.**
- Проявление такого режима возможно в залежах, в которых все остальные движущие силы (напор краевых вод, упругие силы, газовая шапка, энергия выделения растворенного газа) отсутствуют.

Режимы работы газоносных пластов

- В газоносных пластах обычно проявляются режимы: газовый (или режим расширяющегося газа) и газоводонапорный, когда движущей силой является как расширение газа в залежи, так и давление краевых вод, продвигающихся по мере эксплуатации залежи.
- Газовый режим наблюдается в залежах, приуроченных к линзам или пластам с ограниченным распространением. Наличие в таких залежах подошвенной воды не сказывается обычно на режиме газового пласта.
- Движущие силы воды и упругие силы краевых вод и породы пласта в условиях газоводонапорного режима могут проявляться так же, как в условиях, описанных выше для водонапорного режима нефтяных залежей.
- Режим газовой залежи в процессе разведки устанавливается на основе учета особенностей строения площади и продуктивных пластов, а также по поведению скважин в процессе их опробования и пробной эксплуатации

Коэффициент извлечения нефти и газа (КИН)

Основным параметром, характеризующим промышленную ценность залежи, являются балансовые запасы нефти и газа, т. е. запасы, удовлетворяющие условиям и требованиям к горно-техническим условиям эксплуатации. Однако балансовые запасы при разработке залежей не могут быть полностью извлечены в силу специфики взаимодействия породы и насыщающих ее флюидов. Извлекаемые запасы принято характеризовать коэффициентом извлечения, определяемым по формуле

$$\eta = \frac{Q_{из}}{Q_0},$$

где $Q_{из}$ — извлекаемые запасы нефти при применяемых методах разработки; Q_0 — балансовые запасы нефти

Величина коэффициента извлечения зависит от литолого-физических свойств коллектора; свойств флюидов, насыщающих пласт, в частности от соотношения вязкостей нефти и пластовой воды;

от условий, определяющих режим залежи, и от системы разработки (темпа отбора жидкости, методов воздействия на пласт, методов эксплуатации и др.).

Благоприятными факторами являются высокая температура пласта, низкая вязкость нефти, соотношение вязкостей нефти и воды близкое к единице, наличие активных пластовых вод или газовой шапки.

- Наиболее эффективными в части извлечения нефти из пластов являются водонапорный, упруго-водонапорный и газонапорный режимы. Водонапорный режим характеризуется коэффициентом извлечения нефти до 0,8, при упруго-водонапорном режиме он составляет 0,5—0,7, при газонапорном 0,5—0,7, при режиме растворенного газа 0,1—0,4, а при гравитационном 0,1—0,2.

Коэффициент извлечения нефти и газа (КИН)

Коэффициент извлечения для отработанных залежей или их частей достаточно точно может быть определен балансовым методом по формуле:

$$\eta = \frac{Q_{\text{доб}}}{Q_0},$$

где $Q_{\text{доб}}$ — количество фактически добытой нефти;
 Q_0 — балансовые запасы нефти.

Точность определения коэффициента нефтеизвлечения этим методом существенно зависит как от достоверности учета добытой нефти, так и от точности подсчета балансовых запасов.

Различают текущий и конечный коэффициенты извлечения нефти.

Текущий коэффициент характеризует процент отобранной нефти от балансовых запасов на определенную дату разработки.

Конечный коэффициент извлечения нефти выражает процент отобранной нефти от балансовых запасов, обоснованный в проекте разработки или получаемый фактически к моменту окончания разработки.

Определение конечного коэффициента извлечения необходимо при подсчете запасов, так как подсчитываются не только балансовые запасы, но и извлекаемые

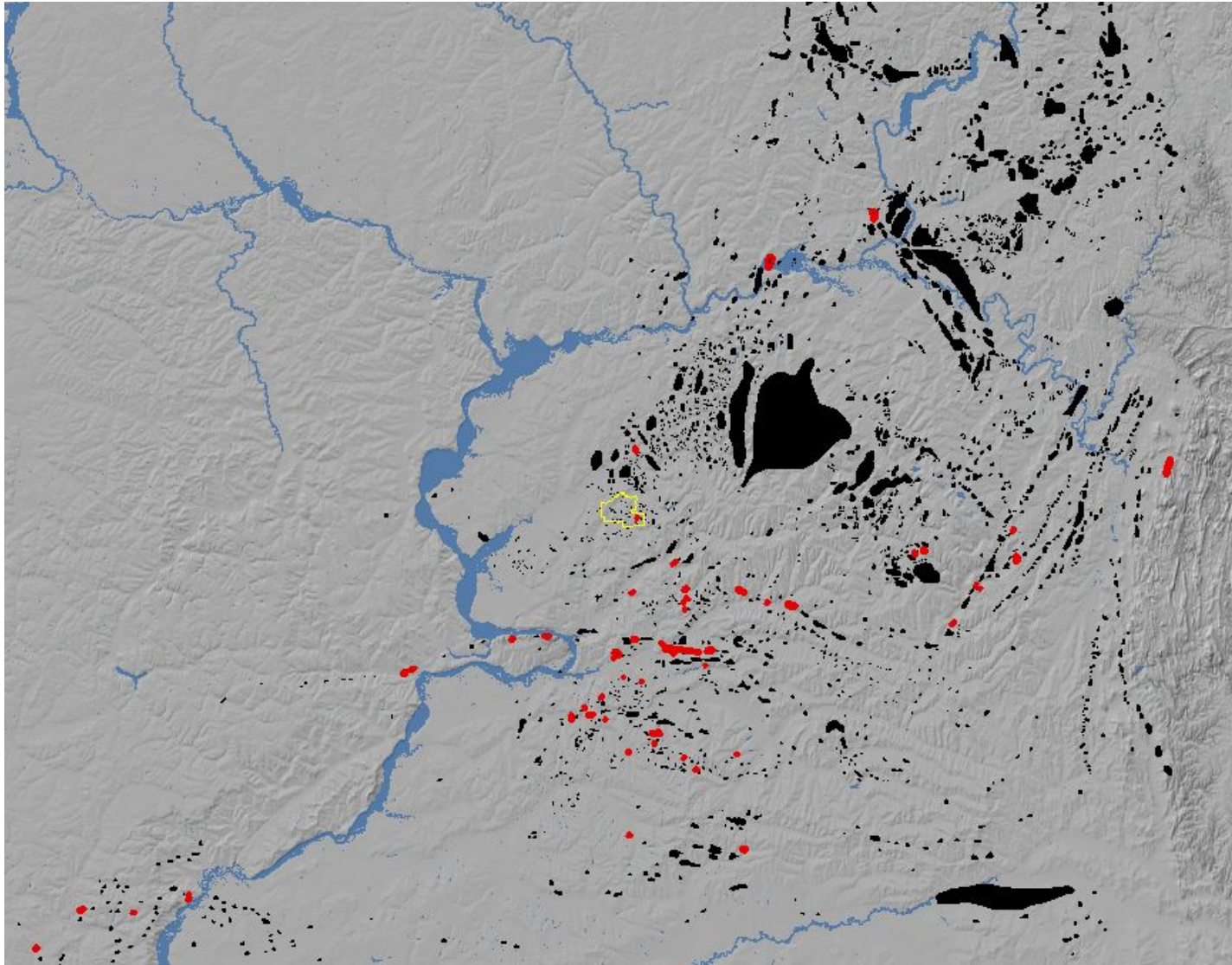
Коэффициент извлечения газа

- Коэффициент извлечения газа вследствие высокой подвижности этого флюида намного выше, чем коэффициенты извлечения нефти из пластов с одинаковыми геологическими свойствами.
- При однородной литолого-физической характеристике коллектора и хорошей проницаемости можно получить высокие коэффициенты отдачи газа, близкие к единице.
- В залежах с литологически изменчивыми и неоднородными коллекторами и с тектоническими нарушениями могут возникать зоны с неравномерным распределением давления в процессе разработки.
- При современных редких сетках эксплуатационных скважин на газовых месторождениях некоторая часть газа может оказаться в изолированных частях пласта (линзах), не вскрытых скважинами. Эти явления обычно снижают коэффициенты извлечения газа.

Нефтяные месторождения региона, в которых накопленная добыча превышает первоначальные геологические запасы

Месторождения	Год ввода в разработку	Время разработки годы	Добыча с начала разработки тыс. т.	Запасы на дату утверждения, тыс. т.		Запасы на 1.01.2014, тыс. т.		Нак. добыча /Запасы на дату утвержд.	
				геол.	извл.	геол.	извл.	геол.	извл.
Волгоградская обл									
Шляховское - ГН	1965	49	663	297	24	292	34	2,23	27,63
Арчединское - ГН	1949	65	9152	7436	143	7373	80	1,23	64,00
Кленовское - НГК	1962	52	4817	3546	1122	2589	12	1,36	4,29
Коробковское - НГК	1957	57	61701	35540	5732	30773	509	1,74	10,76
Котовское - ГН	1979	35	5945	5460	249	5869	315	1,09	23,88
Зимовское - ГН			1376	868	29	864	14	1,59	47,45
Саратовская обл									
Гуселское - Н	1954	60	4917	4274	875	3780	563	1,15	5,62
Иловлинское - НГК	1969	45	958	456	61	1800	258	2,10	15,70
Соколовогорское - ГН	1949	65	26751	19299	3911	18040	653	1,39	6,84
Самарская обл									
Алакаевское - Н	1960	54	27430	26424	4291	25734	3572	1,04	6,39
Горбатое - Н	1971	43	12431	11993	2718	11617	2342	1,04	4,57
Дмитриевское - ГН	1957	57	68492	68387	7136	67468	6172	1,00	9,60
Зольненское - Н	1943	71	22897	13392	1038	13055	701	1,71	22,06
Козловское - Н	1965	49	22991	22522	3498	23210	5032	1,02	6,57
Красноярское - Н	1955	59	32115	24417	3527	23967	3096	1,32	9,11
Кудиновское - Н	1981	33	14222	14145	2955	14084	2967	1,01	4,81
Мухановское - Н	1947	67	190474	147234	21634	145667	20067	1,29	8,80
Стрельненское - Н	1949	65	4353	3234	120	3213	99	1,35	36,28
Яблоневый Овраг - Н	1938	76	9791	6173	1025	5836	75	1,59	9,55
Оренбургская обл									
Южно-Субботинское - Н	1980	34	199	196	51	190	45	1,02	3,90
Журавлевско-Степановское - ГН	1939	75	5741	3187	4199	2881	644	1,80	1,37
Татарстан									
Бавлинское - Н	1946	65	68632	55819	3830	55012	3023	1,23	17,92
Бонджокское - Н	1955	53	64448	49830	9900	45489	5559	1,29	6,51
Ново-Елховское - Н	1956	56	33410	27581	463	33110	1951	1,21	72,16
Башкирия									
Аскарское - Н	1973	41	1856	1777	504	1497	235	1,04	3,68
Раевское - Н	1971	43	11814	7828	669	7676	384	1,51	17,66
Сатаевское - ГН	1968	46	19205	18765	4785	22910	2710	1,02	4,01
Туймазинское - Н	1939	75	233553	217512	15398	215166	13052	1,07	15,17
Шкаповское - Н	1953	61	158467	143843	8676	143011	7949	1,10	18,26
Арланское - Н	1960	54	6131	5711	1149	5038	459	1,07	5,34
Демское - Н	1988	26	13135	11697	1051	11190	544	1,12	12,50
Манчаровское - Н	1957	57	68034	62336	4249	60847	2760	1,09	16,01
Раевское - Н	1971	43	10680	6169	404	5802	97	1,73	26,44
Серафимовское - ГН	1949	65	50989	35733	833	35705	805	1,43	61,21
Шкаповское - Н	1955	59	99605	87686	3313	87292	2934	1,14	30,06

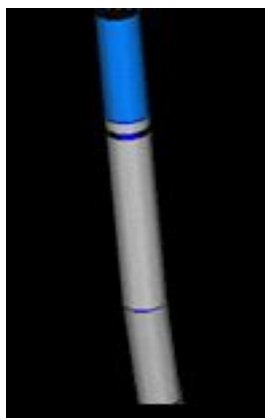
Нефтяные месторождения, в которых накопленная добыча превышает первоначальные геологические запасы



ГОРБАТОВСКОЕ
ГРЕКОВСКОЕ
ГУСЕЛСКОЕ
ДЕМСКОЕ
ДМИТРИЕВСКОЕ
ДЫШ
ЕВГЕНЬЕВСКОЕ
ЕКАТЕРИНОВСКОЕ
ЖУРАВЛЕВСКО-СТЕПАНОВСКОЕ
ЗАБОРОВСКОЕ
ЗАПАДНО-КОММУНАРСКОЕ
ЗИМОВСКОЕ
ЗОЛЬНЕНСКОЕ
ИЛОВЛИНСКОЕ
КЛЕНОВСКОЕ
КОЗЛОВСКОЕ
КОРОБКОВСКОЕ
КОТОВСКОЕ
КОТОВСКОЕ
КОЧЕВНЕНСКОЕ
КРАСНОЯРСКОЕ
КРИВОЛУКСКОЕ
КУДИНОВСКОЕ
ЛОХОВСКОЕ
МУХАНОВСКОЕ
НОВОАМАНАКСКОЕ
НОВОКЛЮЧЕВСКОЕ
ОБОШИНСКОЕ
ПИОНЕРСКОЕ
ПОДЪЕМ-МИХАЙЛОВСКОЕ
ПРОЛЕТАРСКОЕ
РАЕВСКОЕ
РАЕВСКОЕ
РАССВЕТСКОЕ
РЕПЬЕВСКОЕ
САТАЕВСКОЕ
САТАЕВСКОЕ
СИДОРОВСКОЕ
СОКОЛОВОГОРСКОЕ
СОСНОВСКОЕ
СТРЕЛЬНЕНСКОЕ
СУББОТИНСКОЕ
СЫЗРАНСКОЕ
УБЕЖЕНСКОЕ
УРИЦКОЕ
ЧЕХОВСКОЕ
ШКАПОВСКОЕ
ШКАПОВСКОЕ
ШЛЯХОВСКОЕ
ШПИЛЬСКОЕ
ЮЖНО-НЕПРИКОВСКОЕ
ЮЖНО-ОРЛОВСКОЕ
ЮЖНО-СУББОТИНСКОЕ
ЯБЛОНЕВЫЙ ОВРАГ
ЯСЕНЕВСКО-ГОРАЕВСКОЕ

Современные типы скважин, применяемых при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений

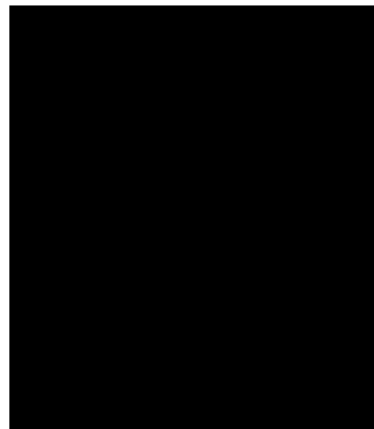
- Ряд эффективных конструкций скважин: вертикальные, наклонные, горизонтальные с одним стволом, многоствольные с 2 и 3 боковыми стволами



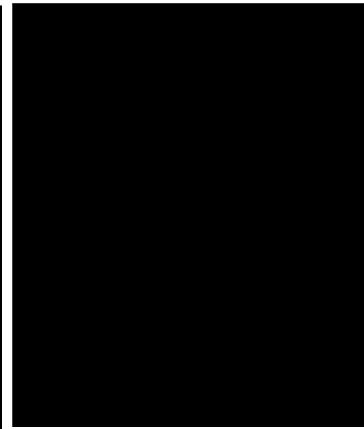
Вертикальная



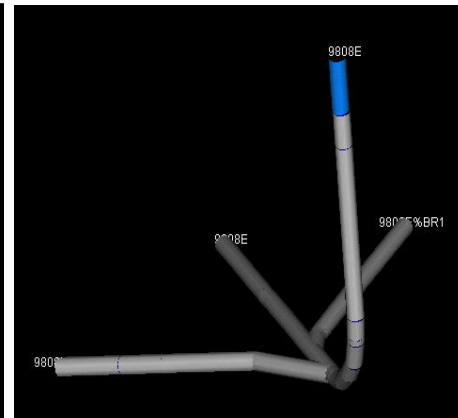
Наклонная



*Горизонтальная
с и без
пилотного ствола*



*2-ствольное
избирательное или
неизбирательное
заканчивание*



*3-ствольное
неизбирательное
заканчивание*

Вопросы по материалу лекции 16

- Назовите основные положения рациональной разведки газовых месторождений.
- Приведите формулы В.П. Савченко определения положения газоводяного, газонефтяного контактов, дайте пояснения входящих в формулу параметров
- ? Что называется опытно-промышленной эксплуатацией и с какой целью она реализуется?
- В чем особенности первого и второго этапов разведки газовых месторождений?
- Назовите типы газонефтяных залежей, в чем их различия?
- В чем особенность разведки и разработки месторождений с нефтяной оторочкой? Каковы признаки наличия нефтяной оторочки?
- Перечислите режимы работы нефтяных (газовых) пластов, в чем их особенность? От каких параметров они зависят? Назовите и обоснуйте самый благоприятный для разработки режим
- Дайте определение понятию «коэффициент извлечения нефти (газа), от каких параметров он зависит? В чем различие текущего и конечного КИНа?