

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И КОНДЕНСАТА

Состав природных газов

углеводороды

алканы $C_n H_{2n+2}$
цикланы $C_n H_{2n}$

неуглеводороды

азот N_2
угл. газ CO_2
сероводород H_2S
ртуть
меркаптаны RSH

инертные газы

Гелий
аргон
криптон
ксенон

Фазовые состояния углеводородов

сухой газ

Газ -при нормальных условиях и повышенном давлении[

Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4)

жидкие (сжижаемые, сжиженные) углеводородные газы.

При нормальных условиях - газ, при повышенных давлении - жидкость.

Пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i=\text{C}_4\text{H}_{10}$), нормальный бутан- ($n=\text{C}_4\text{H}_{10}$), бутилены (C_4H_8)

бензиновая фракция

При атмосферных условиях - жидкость

с изопентана ($i=\text{C}_5\text{H}_{12}$) и более тяжелые ($17 \geq n > 5$)

твердые

При атмосферных условиях - твердые

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от $\text{C}_{18}\text{H}_{28}$), расположенных в одну цепочку

Классификация природных газов

добываемые из
чисто газовых
месторождений

сухой газ,
практически
свободный от
тяжелых
углеводородов

добываемые вместе
с нефтью

физическая смесь
сухого газа, пропан-
бутановой фракции
(сжиженного газа) и
газового бензина

добываемые из
газоконденсатных
месторождений

сухой газ и жидкий
углеводородный конден-
сат.. Кроме того,
присутствуют N_2 , CO_2 ,
 H_2S , He, Ar и др.

***Изменение состава природного газа в процессе
разработки***

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

Парциальные параметры

Парциальное давление компонента смеси p_i - давление, которое он бы имел при удалении из объёма, занимаемого смесью, остальных компонент при неизменных величинах начального объёма и температуры.

Парциальный объем компонента смеси v_i - объём, который он бы имел при удалении из объёма, занимаемого смесью, остальных компонент при неизменных величинах начального давления и температуры.

Газовые законы



Авогадро

1 кмоль газа при нормальных условиях ($p=760$ мм рт.ст.; $T=0^{\circ}\text{C}$) занимает объём 22.41 м^3 ;

Дальтона

$$p = \sum p_i$$

Амаги

$$v = \sum v_i$$

Критические и приведённые термодинамические параметры

Критическим состоянием называется такое состояние вещества, при котором плотность вещества и его насыщенного пара равны друг другу.

Параметры, соответствующие этому состоянию, называются **критическими параметрами**.

Критической температурой $T_{кр}$ называется такая температура, выше которой газ под действием давления любого значения не может быть превращён в жидкость.

Критическое давление $p_{кр}$, - это давление, необходимое для сжижения газа при критической температуре.

Критическим объёмом $v_{кр}$ называют объём, равный объёму одного моля газа при критических значениях давления и температуры.

Вязкость

Вязкость - свойство жидкостей и газов, характеризующих сопротивляемость скольжению или сдвигу одной их части относительно другой

Коэффициент динамической вязкости μ характеризует силы взаимодействия между молекулами газа, которые преодолеваются при его движении.

Единицы дин. вязкости: СИ - Па*с, СГС - пуаз (П),
техническая система (ТС) - сантипуаз (сП).

$$1\text{сП} = 0,01 \text{ П} = 0,001 \text{ Па*с.}$$

Коэффициент кинематической вязкости ν равен абсолютной вязкости, деленной на плотность газа: $\nu = \mu/\rho$.

Единицы кинем. вязкости: СИ - м²/с; СГС - стокс (Ст);

ТС - сантистокс (сСт)

$$1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}; 1 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ мм}^2/\text{с.}$$

Методы определения типа залежи

По составу углеводородов и относительной плотности

а) **Газовые** - нет тяжелых углеводородов (метан- 95-98%; относительная плотность $\rho \approx 0.56$; при понижении температуры выделения жидких углеводородов не происходит).

б) **Газонефтяные** - сухой газ + жидкий газ (пропан - бутановая смесь) + газовый бензин C_{5+} (метан = 35-40%, этан = 20%, жидкий газ = 26-30%, газовый бензин = 5%, не углеводороды = 8-13%, $\rho \approx 1.1$).

в) **Газоконденсатные** - сухой газ + конденсат (бензиновая, керосиновая, лигроиновая и, иногда, масляная фракции) (метан = 75-90%, этан = 5-9%, жидкий газ = 2-5%, газовый бензин = 2-6%, не углеводороды = 1-6%, $\rho \approx 0.7-0.9$).

г) **Газогидратные** - газ в твердом состоянии.

Пузырьковая структура характеризуется течением пузырьков газа, имеющих средний диаметр, значительно меньший диаметра ствола скважины в потоке жидкости. Эта структура наблюдается при малых объёмах газосодержания.

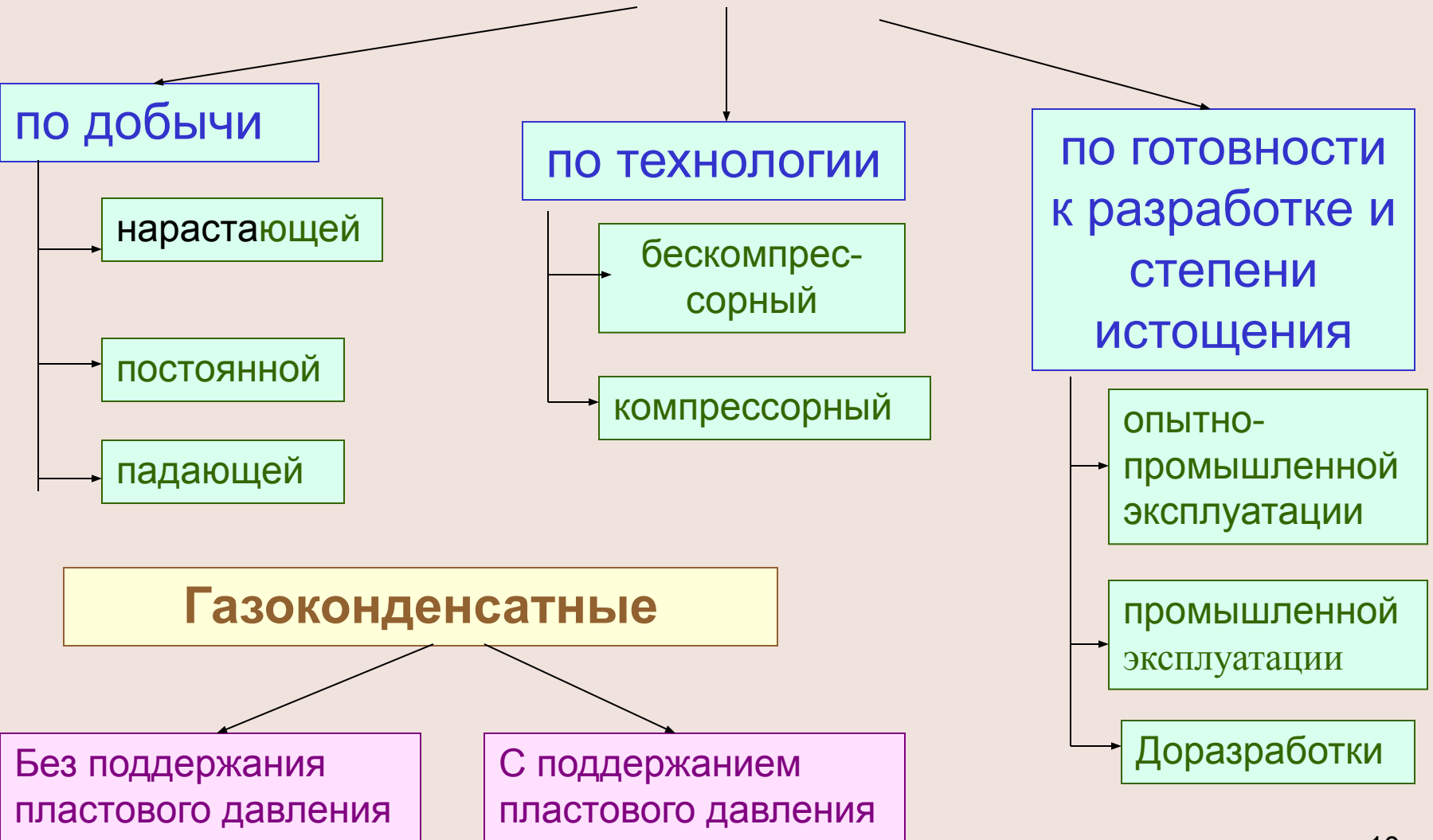
По мере увеличения содержания газа, когда газовые пузыри занимают почти всё сечение ствола, образуется **пробковая структура** с сильно деформируемыми газовыми пузырями и жидкостными перемычками.

При **вспененной структуре** возрастают пульсации давления, жидкость по стенке ствола при восходящем потоке может частично двигаться вниз (против течения газа), в результате чего возникает явление ” опрокидывания” потока жидкости. Движение жидкости вниз способствует появлению больших жидкостных скоплений, насыщенных газовыми пузырями, которые с большой скоростью увлекаются потоком газа.

Дальнейшее повышение скорости и газосодержания приводит к **кольцевой структуре** течения, которая характеризуется движением жидкости в виде волнистой плёнки по стенке ствола.

По мере повышения скорости газа происходит срыв капель жидкости с поверхности плёнки и вовлечение капель в ядро потока. Этот вид течения является разновидностью кольцевого и называется **дисперсно-кольцевым**.

Основные периоды разработки газоконденсатных месторождений



периоды разработки по технологии

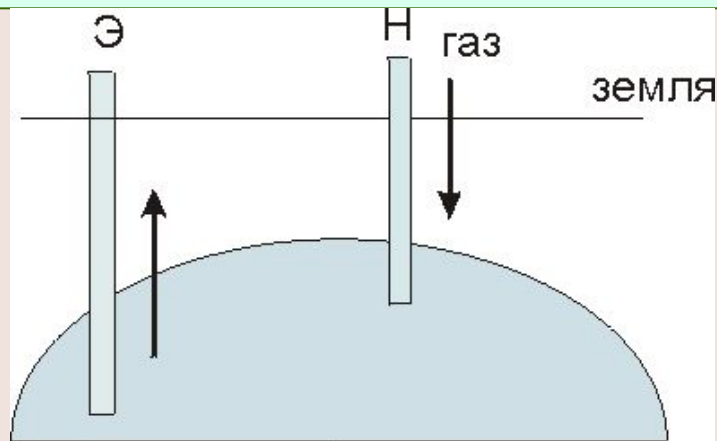
Переход от бескомпрессорной к компрессорной эксплуатации определяется технико-экономическими показателями и заданным темпом отбора газа.

периоды разработки по готовности к разработке и степени истощения

При опытно-промышленной эксплуатации месторождения наряду с поставкой газа потребителю производится его доразведка с целью получения уточненных сведений, необходимых для составления проекта разработки. **Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации месторождений природных газов не превышает трех-четырех лет.**

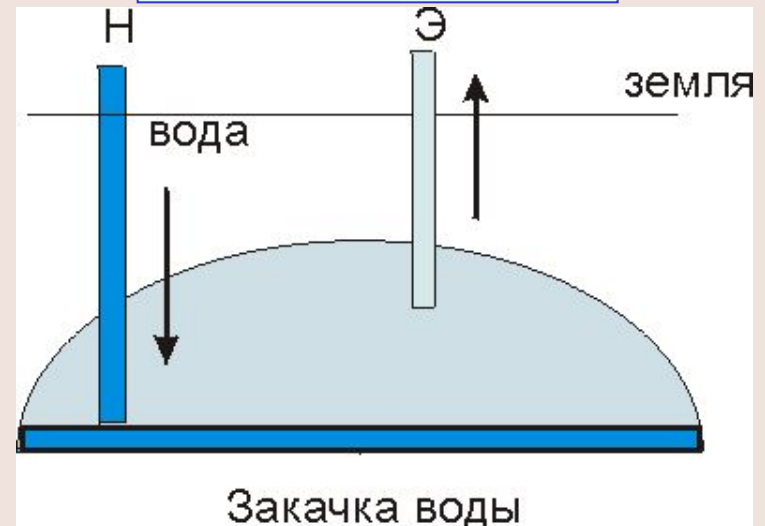
Системы поддержания пластового давления (ППД)

закачка в пласт сухого газа, добытого из той же залежи
(**сайклинг-процесс**)



Сайклинг-процесс

закачка воды



Расстояние между нагнетательными скважинами 800 – 1200м, а между добывающими 400 – 800м.

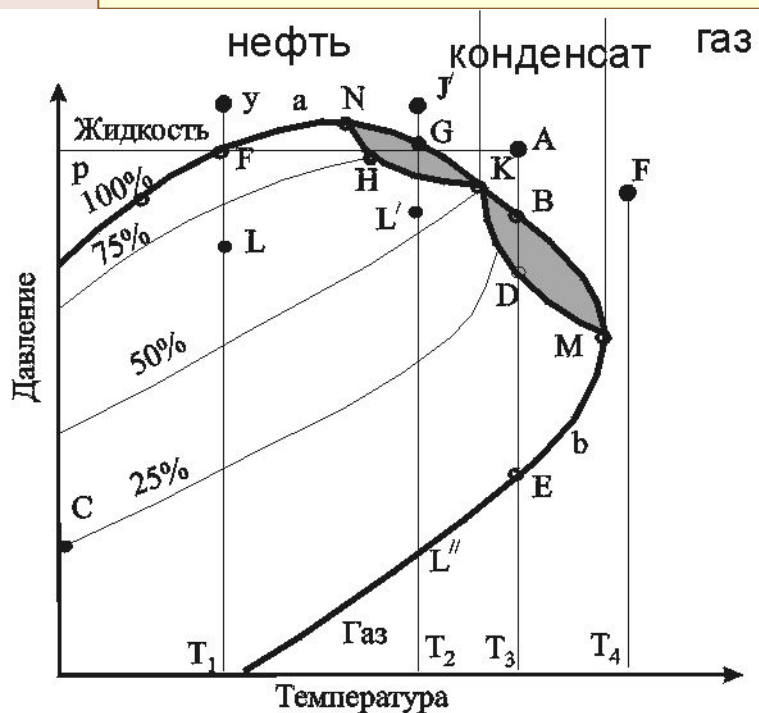
Разработка газоконденсатных месторождений ведется при постоянном числе нагнетательных и добывающих скважин.

Особенности разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений

- 1) возможность выпадения конденсата в пласте, стволе скважин и наземных сооружениях в результате снижения давления и температуры;
- 2) многофазность поступающей из скважин продукции и необходимость наиболее полного отделения конденсата;
- 3) должны обеспечиваться оптимальные условия работы пласта с точки зрения наиболее полного извлечения конденсата из недр.

Газоконденсатные месторождения могут разрабатываться без искусственного поддержания пластового давления (на истощение, как чисто газовые месторождения) или с поддержанием давления в пласте.

Изменение фазового состояния в зависимости от вида газоконденсатной залежи



Фазовая диаграмма многокомпонентной смеси

Насыщенные залежи:

при падении давления сразу начинает выделяться в пласте конденсат

Ненасыщенные залежи:

со снижением давления с первоначального до давления насыщения выпадения конденсата в пласте не происходит

Перегретые залежи:

при любом снижении давления при пластовой температуре в пласте выделения конденсата не происходит

Газоконденсатные месторождения могут разрабатываться без искусственного поддержания пластового давления (на истощение, как чисто газовые месторождения) или с поддержанием давления в пласте.

Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления

закачка сухого (отбензиненного)
газа в пласт (сайклинг-процесс)

метод заводнения пласта

до 85% конденсата

до 75% конденсата

полный
сайклинг

неполный
сайклинг

канадский
сайклинг

газ закачивается в летний
период времени и
отбирается зимой в
периоды наибольшего
спроса газа.

процесс продолжается до тех пор, пока добыча
конденсата рентабельна, затем месторождение
разрабатывается как чисто газовое на истощение.

Недостаток сайклинг-процесс - длительная консервация запасов газа.

Эффективность сайклинг процесса зависит от:

- неоднородность как по площади, так и по мощности пласта;
- вида коллекторов.

При расчете процесса разработки газоконденсатной залежи методом обратной закачки газа в пласт определяют следующие показатели:

- продолжительность периода постоянной добычи конденсата при заданном темпе отбора газоконденсата для различных схем размещения скважин;
- допрорывный и текущий коэффициенты охвата при различных вариантах разработки;
- добыча конденсата и газа в период рециркуляции по годам разработки;
- количество газа, остающегося для закачки после выделения из него конденсата и количества “постороннего” газа, необходимого для поддержания давления на первоначальном уровне;
- число эксплуатационных нагнетательных скважин и схема их размещения;
- коэффициенты извлечения газа и конденсата (в том числе с учетом действия силы тяжести при крутых углах наклона пласта);
- выбирают схему обработки газа и тип оборудования, используемого для закачки газа в пласт.

Разработка газоконденсатных месторождений без поддержания давления (на истощение)

Достоинства:

- одновременная добыча газа и конденсата,
- высокий коэффициент газоотдачи,
- возможность изменения в широких пределах темпов отбора газа и конденсата,
- затраты на разработку по сравнению с другими методами минимальные.

Недостатки:

- по сравнению с ППД обеспечивает меньшую конденсатоотдачу;
- по весу извлекаемых углеводородов равноценна разработке нефтяных месторождений с закачкой газа или воды в пласт.

Отличие от разработки чисто газовых месторождений состоит в необходимости учета:

- влияния выпадения конденсата в призабойной зоне пласта на продуктивную характеристику;
- количества выделяющегося конденсата на всем пути движения газа от забоя до пункта его обработки;
- изменения состава газа во времени

Разработка газоконденсатонефтяных месторождений

Цель разработки:

обеспечить наиболее высокие коэффициенты конденсатонефтеотдачи.

Варианты разработки

1. Газоконденсатная зона разрабатывается на режиме истощения, разработка нефтяной зоны отстает

Недостатки:

- нефтеотдача - 5 – 15%:
- потери конденсата значительны

Преимущество:

- быстрое обеспечение газом

2. Газоконденсатная и нефтяная зоны одновременно разрабатываются на истощение.

Недостатки:

- потери конденсата значительны

Преимущество:

- потери нефти меньше ввиду отсутствия вторжения ее в газовую зону

3. Газоконденсатная зона до извлечения основных запасов нефти находится в консервации и не эксплуатируется

Преимущество:

- в пласте создаются постоянные градиенты давления от газовой зоны к нефтяной, что приводит к вытеснению нефти жидким газом и сохранению нефтяной оторочки от преждевременного истощения.

Эффективность метода особенно значительна при подвижности водонефтяного контакта и больших размерах газовой шапки.

4. До извлечения основных запасов нефти давление в газовой зоне поддерживается методом нагнетания сухого газа в сводовую часть залежи

обеспечивается несколько большая нефтеотдача, чем при предыдущем.

5. Раздельная эксплуатация путем создания непроницаемой зоны на разделе газ-нефть

Сущность: закачка в область раздела гелеобразующих растворов, смол и т.д.

6. Нефтяная зона разрабатывается одновременно с применением сайклинг-процесса в газоконденсатной части залежи.

После извлечения основных запасов нефти и конденсата сайклинг-процесс прекращается и залежь эксплуатируется как газовая.

7. Одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной зоны залежи с нагнетанием воды в пласт вдоль контакта газ – нефть

рекомендуется при малоподвижном водонефтяном контакте

Преимущество:

- отставание разработки нефтяной зоны не приводит к потерям нефти, так как в пласте вдоль газонефтяного контакта создается водяная завеса – узкая оторочка воды, разделяющая нефтяную и газоконденсатную части залежи

Перспективные методы, обеспечивающие высокие коэффициенты извлечения запасов нефти и конденсата

1. Превращение нефтяной оторочки в газоконденсатное состояние с последующим извлечением основных запасов нефти и конденсата при однофазном состоянии залежи путем закачки "жирного" газа

Сущность метода:

система нефть - метан переходит в газовую фазу при давлении порядка 100 МПа, а применение жирного газа вместо сухого вызывает значительное снижение критического давления в системе нефть – газ.

2. Термическое воздействие на газоконденсатные пласты

Пример: создание передвижного очага горения с подачей газа и воздуха на забой

3. Многократная прокачка (до 10 и более объемов) сухого газа через пласт

Цель: испарение выпавшего конденсата

4. Закачка жидкого газа (пропан — бутановой фракции)

Цель: создание в пласте оторочки из жидкого газа, передвигаемых сухим газом для обеспечения вытеснения выпавшего конденсата.

Методы увеличения компонентотдачи газоконденсатных месторождений

Коэффициентом объемной компонентотдачи называется отношение объема, извлеченного из пласта компонента Q_d к его геологическим запасам Q_z .

конечный
(в конце периода эксплуатации)

текущий
(в некоторый момент эксплуатации)

$$K_i = \frac{Q_{di}}{Q_{zi}} 100 = \left(1 - \frac{Q_{oi}}{Q_{zi}}\right) 100$$

Q_o – оставшиеся запасы

Коэффициент газоотдачи

Коэффициент конденсатоотдачи

$$K_r = \left(\frac{\sum_{i=1}^4 Q_{di}}{\sum_{i=1}^4 Q_{zi}} \right) 100 \quad 85 - 95\%$$

$$K_k = \frac{Q_{дC_{5+}}}{Q_{зC_{5+}}} 100 \quad 30 - 75\%$$

Коэффициент газоотдачи

Физические и геологические факторы, влияющие на коэффициент газоотдачи;

- 1) режим эксплуатации месторождения;
- 2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи;
- 3) площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта;
- 4) тип месторождения (пластовое, массивное);
- 5) темп отбора газа.

Технологические факторы:

- а) охват залежи вытеснением;
- б) размещение скважин на структуре и площади газоносности;
- в) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб.

Коэффициент газоотдачи уменьшается :

- с уменьшением пористости и газонасыщенности и ростом проницаемости;
- с увеличением макро- и микронеоднородности пласта;
- с уменьшением темпа отбора газа из однородных пластов (вода успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко увеличивается количество “защемленного” ею газа);
- с увеличением темпа отбора газа из неоднородных пластов (избирательное обводнение при форсировании добычи);
- после проведения капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи (глушение скважин глинистым раствором или другими задавочными жидкостями приводит к падению производительности)

Коэффициент газоотдачи практически не зависит от вязкости газа и воды, поверхностного натяжения на границе фаз (при различных температурах), а также от давления вытеснения и скорости вытеснения газа водой.

На этот коэффициент в основном влияют капиллярные процессы, происходящие при вытеснении газа водой

Коэффициент конденсатоотдачи

Основные физические параметры, влияющие на коэффициент конденсатоотдачи:

- 1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления);
- 2) потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в газе;
- 3) удельная поверхность пористой среды;
- 4) групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность);
- 5) начальное давление и температура.

Методы увеличения газоотдачи

Коэффициент газоотдачи можно увеличить:

для газового режима

- уменьшением средневзвешенного давления в залежи $\square p_k$;
- применением винтовых компрессоров в процессе разработки месторождения при давлении ниже атмосферного

для упруговодонапорного режима путем уменьшения

а) давления в газонасыщенной $\square p_k$ и обводненной $\square p_v$ зонах пласта (периодическая с высоким темпом отбора газа эксплуатация месторождений в конечный период) ;

б) объема обводненной зоны ($\Omega_H - \Omega_K$);

в) объемной газонасыщенности обводненной зоны (при уменьшении пластового давления $0,3 < p_k/p_H < 1,0$) ;

г) регулирования отборов газа по площади и разрезу для равномерного стягивания контурной или подъема подошвенной воды в газовую залежь.

Методы увеличения конденсатоотдачи

ППД

в пласте не происходит явление обратной конденсации углеводородной жидкости

Без ППД

испарение выпавшего конденсата различными методами воздействия на пласт и пластовый флюид:

1) прямое испарение жидкости в массу закачиваемого в пласт газообразного рабочего агента

- сухой газ, т. е. часть пластового газа (метан, этан, следы пропана и бутана), оставшегося после отделения от него в промысловых аппаратах конденсирующихся углеводородов;
- сухой газ, обогащенный определенным количеством промежуточных компонентов (т. е. пропаном и бутаном) с целью увеличения растворяющей способности рабочего агента;
- углекислый газ;

2) вытеснение жидкого углеводородного конденсата водой;

3) уменьшение коэффициента динамической вязкости углеводородного конденсата путем увеличения температуры.

ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ (ГДМ) ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ПЛАСТОВ И СКВАЖИН

**Гидродинамические методы исследования
основаны на решении обратных задач подземной
гидромеханики.**

Задачи исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин

Получение исходных данных для:

- подсчета запасов газа,
- проектирования опытной эксплуатации, разработки, обустройства промысла,
- установления технологического, гидродинамического и термодинамического режима работы скважин и наземных сооружений,
- оценки эффективности работ по интенсификации и контроля за разработкой и эксплуатацией путем установления продуктивной характеристики скважин и параметров пласта.

Классы ГДМ в зависимости от времени

стационарные

При установившихся режимах фильтрации

Метод установившихся отборов

нестационарные

При неустановившихся режимах фильтрации

снятие кривой восстановления давления (КВД) после остановки

снятие кривых стабилизации давления (КСД) и дебита при пуске скважины

Подготовка скважины к газо - гидродинамическим исследованиям

1. освоение скважины, не допуская при этом образования на забое песчано-глинистой пробки и создания больших депрессий на пласт (в условиях возможного разрушения пласта и подтягивания конуса подошвенной воды);
2. продувка скважины многоцикловым методом (2-3 цикла, затрачивая на каждый режим 30-40 мин, и осуществляя контроль за выносом примесей с помощью сепарационных установок).

Газогидродинамические исследования скважин при установившихся режимах

метод установившихся отборов

**базируется на связи между установившимися
забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газа
на различных режимах**

Параметры, определяемые в методе установившихся отборов

- зависимость дебита газа от депрессии на пласт и давления на устье;
- изменение забойного и устьевого давлений и температур от дебита скважин;
- оптимальные рабочие дебиты газа и причины их ограничений;
- уравнение притока газа к забою скважины;
- коэффициенты фильтрационного сопротивления, применяемые для определения продуктивной характеристики скважины и призабойной зоны пласта, расчета технологического режима и оценки эффективности методов интенсификации притока газа;
- абсолютно свободный и свободный дебиты газа, используемые для оценки возможностей пласта и скважины;
- условия разрушения призабойной зоны, скопления примесей на забое и их выноса из скважины; количество выносимых твердых частиц и жидкости (воды и конденсата) в зависимости от депрессии на пласт;
- технологический режим работы скважин с учетом различных факторов;
- изменение давления и температуры в стволе скважины в зависимости от дебита;
- коэффициент гидравлического сопротивления труб;
- эффективность таких ремонтно-профилактических работ, как интенсификация, крепление призабойной зоны, дополнительная перфорация, замена фонтанных труб и др.

Методика проведения испытаний газовых скважин

1. Составляется подробная программа испытаний, подготавливаются соответствующие приборы и оборудование (диафрагменный измеритель, породоуловитель, манометры) и монтируются на скважине.

2. Скважину продувают, измеряя с момента пуска дебит газа и давление на головке и в затрубном пространстве теми же приборами, что и при испытании.

3. Перед началом исследований давление на устье скважины должно быть статическим $p_{ст}$. Исследование проводится, начиная от меньших дебитов к большим (прямой ход). Скважину следует пускать в работу с небольшим дебитом до полной стабилизации давления и дебита. Первая точка индикаторной линии выбирается тогда, когда давление и дебит скважины на данной диафрагме (шайбе, штуцере) не изменяется по времени. Процесс стабилизации давления и дебита непрерывно регистрируется.

После проведения соответствующих замеров скважину закрывают. Процесс восстановления давления до $p_{ст}$ непрерывно фиксируется. Исследование скважин проводится не менее чем на 5—6 режимах прямого и 2-3 режимах обратного хода. На всех режимах необходимо соблюдать условия, выполненные на первом режиме, и провести аналогичные замеры. При наличии жидкости в потоке газа желательно, чтобы один из режимов обратного хода был с наименьшим дебитом. При испытании газоконденсатных скважин для определения количества конденсата на различных режимах желательно использовать двухступенчатую сепарацию газа. Такая работа выполняется при помощи передвижных установок, если исследуемая скважина не подключена к промышленному пункту подготовки газа.

4. Для контроля за качеством получаемых данных в процессе испытания проводят первичную их обработку непосредственно на скважине. При значительном разбросе точек или аномальном виде индикаторной кривой испытания повторяют.

Способы увеличения дебита

```
graph TD; A[Способы увеличения дебита] --> B[внедрение методов интенсификации притока]; A --> C[улучшение техники и технологии вскрытия пласта]; A --> D[усовершенствование оборудования, используемого при эксплуатации скважин.]
```

внедрение методов интенсификации притока

улучшение техники и технологии вскрытия пласта

усовершенствование оборудования, используемого при эксплуатации скважин.

Методы интенсификации притока газа к забою скважины

гидравлический разрыв пласта (ГРП) и его различные варианты - многократный ГРП, направленный ГРП, ГРП на соляно-кислотной основе и так далее

кислотная обработка и её варианты

гидропескоструйная перфорация и её сочетание с ГРП и кислотной обработкой

Методы интенсификации рационально проводить на стадии разведки и опытно-промышленной эксплуатации

Методы интенсификации **не рекомендуется** проводить в скважинах с нарушенными эксплуатационными колоннами; с колоннами некачественно зацементированными; в обводнившихся скважинах или в тех, которые могут обводниться после проведения в них работ по интенсификации; в приконтурных скважинах и в скважинах, вскрывших маломощные (2-5м) водоплавающие залежи.

Мероприятия по вскрытию пласта и освоению скважин

- бурение горизонтальных скважин;
- бурение скважин с кустовыми забоями;
- применение безглинистых растворов при вскрытии продуктивной толщи;
- вскрытие продуктивных горизонтов с продувкой забоя газом или воздухом;
- приобщение вышележащих, продуктивных горизонтов без глушения скважины

Способы усовершенствования техники эксплуатации скважин

- раздельная эксплуатация двух объектов одной скважиной;
- эжекция низконапорного газа высоконапорным;
- применение плунжерного лифта для удаления с забоя воды;
- подача на забой поверхностно-активных веществ для очистки скважин от поступающей из пласта воды;
- усовершенствование конструкции подземного оборудования в коррозионных скважинах и установка в них разгрузочных якорей, пакеров, глубинных клапанов для ввода ингибиторов в фонтанные трубы, комбинирование труб разного диаметра и т.д.

Использование горизонтальных скважин

Положительные факторы горизонтального бурения:

- значительно повышается отбор;
- создается новая геометрия дренирования пласта;
- растет производительность при наличии вертикальных трещин;
- создаются условия эксплуатации, при которых повышается компонентоотдача маломощных пластов;
- становится рентабельной разработка низкопродуктивных и практически истощенных пластов;
- работы по интенсификации притока могут дать больший эффект, чем в вертикальных скважинах (по длине горизонтального ствола можно провести несколько операций по гидроразрыву, сделать их селективно или последовательно, начиная от конца горизонтального ствола).

Применение горизонтальных скважин позволяет: увеличить коэффициент извлечения нефти минимум на 5%; уменьшить толщину продуктивного пласта до 6м.

Причины пониженной эффективности горизонтальных скважин:

- калымотация призабойной зоны;
- неточность попадания стволов в продуктивные пласты (из-за несовершенства техники бурения);
- плохое освоением стволов;
- отсутствие герметичности в зонах ответвлений;
- возможность разобщения стволов для селективного воздействия на пласт;
- короткий межремонтным периодом всех видов глубинно-насосных установок.



Карашыганакское поднятие представлено рифовой постройкой высотой до 1,7 км. Залежь нефтегазоконденсатная, массивная. Высота газоконденсатной части достигает 1420 м, толщина нефтяного слоя равна 200 м. Продуктивными отложениями является от верхнего девона до нижней Перми.

Плотность конденсата меняется от 778 до 814 кг/м³.

Плотность нефти колеблется от 810 до 888 кг/м³. В нефти содержится: серы до 2 %, парафинов до 6 % Пластовый газ состоит из метана — 70 %, этана — 6 %, пропана — 3 % и другие газы 21 %.

В газе содержание сероводорода до 4 %. Давление газа в пласте составляет 600 атмосфер.