

Разработка нефтяных месторождений

часть 3



Самарский Государственный
Технический Университет

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТАНИЕМ ГАЗОВ

- *Смешивающиеся и не смешивающиеся агенты вытеснения нефти*
- Главная причина невозможности достижения полного вытеснения нефти водой из пластов при их заводнении заключается в не смешиваемости вытесняемой и вытесняющей жидкостей (вода в обычных условиях не смешивается с нефтью), в результате чего образуется поверхность раздела между этими жидкостями и происходит удерживание нефти в пористой среде капиллярными силами.
- Кроме того, неполное вытеснение нефти водой в охваченных заводнением областях обусловлено гидрофобизацией пород-коллекторов вследствие адсорбции тяжелых компонентов нефти на поверхности зерен пород, а также различием вязкостей вытесняющей и вытесняемой жидкостей. Это приводит к появлению гидродинамической неустойчивости контакта нефть-вода, обволакиванию водой оставленных за фронтом вытеснения скоплений нефти, образованию капель или глобул нефти, т.е. к ее диспергированию.
- Вследствие указанных причин, нефть остается в пористой среде в виде пленок на зернах пород и глобул, находящихся в тупиковых порах или местах пористой среды, обойденных водой.
- Если бы нефть вытеснялась из пласта смешивающейся с ней жидкостью, то в результате молекулярной диффузии вещество-растворитель проникало бы в нефть, а углеводороды нефти – в растворитель, нефть была бы полностью вымыта из пласта. Однако, вытесняющее вещество (например ПАВ) должно быть дешевле нефти.
- Лабораторные опыты показали, что в процессе вытеснения нефти из пласта смешивающимися с ней растворителями, коэффициент вытеснения может быть доведен до 100%.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТЕНИЕМ ГАЗОВ.

- В 50-60-х годах было предложено в качестве веществ, смешивающихся с нефтью для ее вытеснения из пласта, применять углеводородные растворители – сжиженный газ, газовый конденсат, бензин и др. Эти углеводороды предлагалось закачивать в пласт в виде пробок или оторочек, продвигаемых по пласту водой или газом.
- **Сжиженные углеводородные газы (СУГ)** — смесь сжиженных под давлением лёгких [углеводородов](#) с [температурой кипения](#) от -50 до 0 °С. Предназначены для применения в качестве топлива, а также используются в качестве сырья для [органического синтеза](#). Состав может существенно различаться, основные компоненты: [пропан](#), [изобутан](#) и [н-бутан](#). Производятся СУГ в процессе [ректификации широкой фракции лёгких углеводородов \(ШФЛУ\)](#)
- Газы могут быть превращены в жидкое состояние при сжатии, если температура при этом не превышает определенного значения, характерного для каждого однородного газа. Температура, выше которой данный газ не может быть сжижен никаким повышением давления, называется критической температурой. Давление, необходимое для сжижения газа при этой критической температуре, называется критическим давлением.

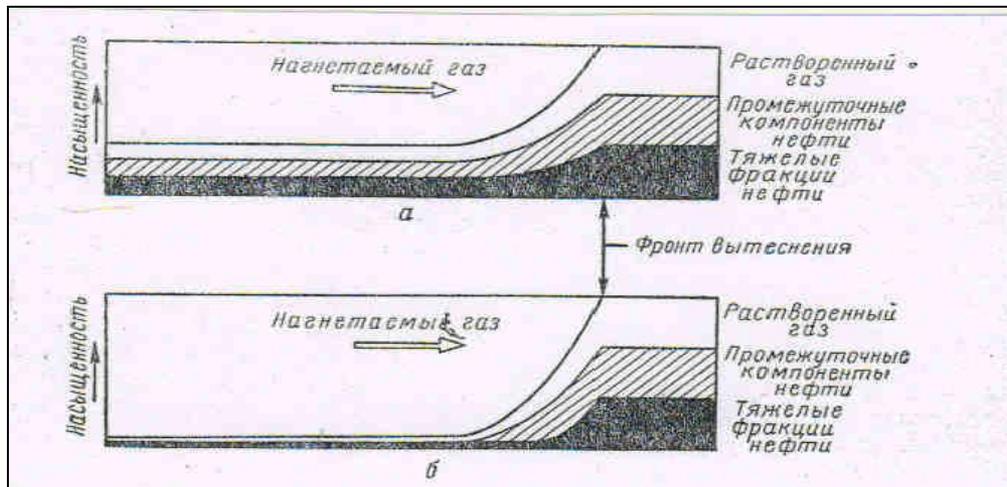
Показатель	Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	Изобутан
<i>Критическая температура, °С</i>	-82,5	32,4	96,8	152,2	135,1
<i>Критическое давление, МПа</i>	4,69	4,98	4,33	3,87	3,72

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТЕНИЕМ ГАЗОВ.

- Если использовать оторочки растворителя, продвигаемые по пласту сухим газом, коэффициент вытеснения нефти остается высоким, но при этом наблюдается неустойчивость контакта газ – растворитель. Оторочка довольно быстро исчезает, а растворитель частично извлекается из пласта вместе с сухим газом.
- Таким образом, в случае применения сухого газа в качестве вещества, проталкивающего оторочки растворителя, снижается коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.
- С повышением пластового давления, в определенных физических условиях, оторочка растворителя вообще становится излишней, так как между нефтью и газом возникает область полного смешивания сухого газа с углеводородами, выделившимися из нефти и с самой нефтью.
- Когда процесс происходит в условиях смешения вытесняющей и вытесняемой фаз, он называется «смешивающимся вытеснением» или вытеснением при смешении фаз.
- Однако условия полной смесимости создать довольно трудно. Метан и нефть при температурах и давлениях даже в глубоко залегающих нефтяных пластах не обладают способностью растворяться друг в друге, т.е. они не смешиваются.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТАНИЕМ ГАЗОВ.

- Даже при некотором обогащении газа легкими компонентами нефти по пути его движения по пласту не создаются условия для полной смесимости. При недостаточном давлении переходная зона не образуется и поэтому извлечение совершается при наличии границы раздела между вытесняемой и вытесняющей фазами. Такой процесс называется вытеснением без смешения фаз.



- На схеме *а* показан процесс вытеснения нефти газом при низком давлении. В этом случае нефтенасыщенность за фронтом вытеснения снижается до некоторого предельного значения. Характерной особенностью этого метода является то, что состав остаточной нефти такой же, как и начальный. Объясняется это тем, что вследствие низкого давления почти не происходит (или совсем не происходит) растворения нагнетаемого газа в нефти и обмена компонентами между газом и нефтью.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТАНИЕМ ГАЗОВ.

- На схеме б показан механизм вытеснения нефти газом высокого давления. В этом случае нефтенасыщенность за фронтом вытеснения снижается значительно быстрее до своего предельного значения.
- Происходит сразу несколько процессов:
 - - вязкость нефти вследствие растворения нагнетаемого газа на фронте вытеснения уменьшается;
 - - вязкость закачиваемого газа с увеличением давления повышается, т.е. соотношение вязкостей становится более благоприятным для процесса вытеснения.
 - - нефть, оставшаяся непосредственно за фронтом вытеснения, обогащаясь промежуточными углеводородами, увеличивается в объеме «разбухает», улучшается относительная проницаемость коллектора для нефти;
 - - промежуточные углеводороды (C₂-C₄), растворяясь в прокачанном газе обогащают его (процесс обратного испарения). В результате этого происходит уменьшение остаточной нефтенасыщенности относительно порового объема.
- Этот процесс продолжается на некотором расстоянии за фронтом вытеснения до тех пор, пока почти все промежуточные углеводороды не окажутся извлеченными из нефти и остаточная нефть будет содержать только тяжелые фракции.
- Большое влияние на извлечение оказывает газонасыщенность нефти. Если давление насыщения пластовой нефти ниже давления нагнетаемого газа, последний растворяется в нефти, увеличивается объем нефти, ее подвижность, следовательно повышается коэффициент нефтеизвлечения.
- Если давление насыщения нефти и давление закачиваемого газа одинаковы, будет происходить процесс некоторого обогащения газа, в результате его контактов с нефтью, но объем нефти не увеличится, т.к. газ не сможет растворяться в нефти.
- В этом случае извлечение нефти увеличится только за счет улучшения соотношения вязкостей нефти и газа, вследствие повышения вязкости последнего.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТАНИЕМ ГАЗОВ.

- Нефтеотдача в условиях вытеснения нефти газом при полной смесимости была бы очень высокой, если бы не образовывались языки прорыва газа и не было проскальзывания газа.
- Как показали лабораторные исследования, факторы неоднородности пласта по проницаемости и несовершенство систем расстановки скважин значительно снижают коэффициент охвата процессом вытеснения и соответственно нефтеотдачу.
- В 1969г. французы на месторождении Хасси-Мессауд в Алжире осуществили на экспериментальном участке закачку газа высокого давления в состоянии смесимости с нефтью.
- Для этого в пустыне на территории месторождения была построена огромная компрессорная станция с 11 компрессорами высокого давления. способными обеспечить давление на устье нагнетательных скважин 420 ат. В экспериментальный участок входили 1 центральная нагнетательная скважина и 4 окружающие добывающие скважины.
- Этот эксперимент имел огромное значение. Полученный коэффициент нефтеотдачи оказался ниже, чем при закачке воды. Выяснилось, что это связано с низким коэффициентом охвата.
- При коэффициенте вытеснения нефти газом 1,0, коэффициент охвата составит 0,25, в итоге КИН также будет 0,25.
- При вытеснении нефти водой в тех же условиях коэффициент вытеснения равен 0,5, а коэффициент охвата 0,7, итоге КИН составит 0,35.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТАНИЕМ ГАЗОВ.

- *Влияние состава газа на нефтеотдачу*
- Экспериментально влияние состава нагнетаемого газа на нефтеотдачу пласта изучали в 50-х годах американские ученые Стоун и Крамп.
- В лабораторных условиях были исследованы варианты закачки в пласт газов следующего состава:
 - 1) Сухой газ, находящийся в равновесном состоянии с нефтью. Такой газ не будет растворяться в нефти, процесс протекает без увеличения объема нефти. В результате опыта нефтеотдача до прорыва газа составила 0,27, конечная – 0,41.
 - 2) Отсепарированный газ, выделившийся в сепараторах из конденсатной смеси при снижении давления до 52 ат при температуре 23⁰С. Так как давление насыщения нефти газом было ниже давления нагнетаемого газа, то закачиваемый газ частично растворялся в нефти. В результате опыта нефтеотдача до прорыва газа составила 0,57, конечная – 0,67.
 - 3) Пластовый, насыщенный конденсатом газ. При закачке такого газа процесс сопровождался еще большим растворением газа в нефти. И хотя до прорыва газа нефтеотдача была не намного выше, чем во втором опыте, конечная нефтеотдача значительно повысилась и составила 0,83.
 - 4) Газ, обогащенный пропаном. При закачке такого газа, нефтеотдача до прорыва газа составила 0,90, конечная – 0,98.
 - 5) Сепараторный газ, обогащенный этаном, еще в большей степени, чем все остальные газы, растворялся в нефти и отличался самой высокой вытесняющей способностью. Почти вся нефть была извлечена после закачки газа в количестве порового объема модели.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТЕНИЕМ ГАЗОВ.

- Таким образом, если состав вытесняющего нефть газа включает углеводороды ряда $C_3 - C_4$, то нефтеотдача будет максимальной.
- Опыты, проведенные другими исследователями (Закс, Корнаева) показали, что для обеспечения смешиваемости фаз за счет конденсации промежуточных углеводородов необходима высокая концентрация их в газе.
- Сущность процесса разработки нефтяных залежей путем вытеснения нефти углеводородными растворителями (пропан, бутан, иногда их смесь с этаном) заключается в следующем. До нагнетания сухого газа в пласт в него закачивается некоторое количество жидкого пропана, который образует промежуточную зону – оторочку между вытесняемой нефтью и вытесняющим газом. Процесс должен проходить в условиях сохранения пропана в жидком состоянии и смешиваемости его с сухим газом, перемещающим пропановую оторочку.
- Вследствие смешиваемости фаз на фронте пропан-нефть, пропан-газ на границах раздела этих фаз будут отсутствовать мениски. Следовательно, отсутствуют и капиллярные силы, препятствующие более полному вытеснению нефти газом.
- Повышению извлечения нефти будет способствовать также то, что смешиваясь с пропаном пленочная нефть становится менее вязкой и процесс отделения пленки от стенок поровых каналов происходит легче.
- На практике из сжиженных газов чаще всего применяется пропан, так как он более распространен и его отделение дешевле.
- Для осуществления этого процесса (закачки чистого пропана) не требуются такие высокие давления, какие необходимы при вытеснении нефти сухим газом без предварительной закачки пропана. Величина давления должна обеспечивать полную смешиваемость жидкого пропана с пластовой нефтью и с газом, перемещающим пропановую оторочку.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТЕНИЕМ ГАЗОВ.

- Для того, чтобы пропан находился в жидком состоянии давление на фронте вытеснения нефти оторочкой должно быть выше давления паров растворителя при пластовой температуре. Давление на фронте газ-растворитель определяется составом фаз.
- Вместе с тем требование, чтобы пропан находился в жидком состоянии, ограничивает его применение для залежей, температура которых ниже его критической температуры. Критическая температура пропана $369,8 \text{ }^{\circ}\text{K}$ ($96,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$) и если пластовая температура выше критической, то пропан в чистом виде применять нельзя. К нему нужно добавлять компоненты (например этан) с более высокой критической температурой.
- Главным препятствием к использованию этого метода является высокая стоимость сжиженного газа, который затем остается в поровом пространстве.
- СПГ получают из природного газа путём сжатия с последующим охлаждением. При сжижении природный газ уменьшается в объёме примерно в 600 раз.
- Современный СПГ состоит на 85-95 % из метана, а в остальные 5 % входят [этан](#), [пропан](#), [бутан](#), [азот](#). Температура кипения $-158 - 163 \text{ }^{\circ}\text{C}$.
- Процесс сжижения идет ступенями, на каждой из которых газ сжимается в 5—12 раз, затем охлаждается и передается на следующую ступень. Собственно сжижение происходит при охлаждении после последней стадии сжатия. Процесс сжижения, таким образом, требует значительного расхода энергии.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТЕНИЕМ ГАЗОВ.

- Чистый СПГ не горит, сам по себе не воспламеняется и не взрывается. На открытом пространстве при нормальной температуре СПГ возвращается в газообразное состояние и быстро смешивается с воздухом. При испарении природный газ может воспламениться, если произойдет контакт с источником пламени.
- Для воспламенения необходимо иметь концентрацию газа в воздухе от 5 % до 15 % (объемных). Если концентрация менее 5 %, то газа будет недостаточно для начала возгорания, а если более 15 %, то в смеси будет слишком мало кислорода. Для использования СПГ подвергается регазификации — испарению без присутствия воздуха.
- СПГ рассматривается как приоритетная или важная технология импорта природного газа целым рядом стран, включая Францию, Бельгию, Испанию, Южную Корею и США. Самый крупный потребитель СПГ — это Япония, где практически 100 % потребностей газа покрывается импортом СПГ.
- 2009 год — запущен первый в России завод СПГ, п. Пригородное, Сахалинская область, объём резервуаров 200 тысяч кубических метров, оператор строительства и проекта «Сахалин-2» Сахалин Энерджи Инвестмент Компани.
- В 60-е годы 20-го века были проведены лабораторные исследования, которые показали, что для вытеснения нефти в условиях смесимости с вытесняющим газом достаточна закачка его количестве, составляющем лишь небольшую часть порового пространства.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТЕНИЕМ ГАЗОВ.

- Закачанный сжиженный газ образует в пласте вал, или оторочку, которая проталкивается по направлению к добывающим скважинам сухим газом. Такой метод резко снижает расход сжиженного газа и экономические затраты.
- Примером может служить закачка газа на Грачевском нефтяном месторождении в Башкирии с 1985г. Закачивают широкие фракции легких углеводородов (ШФЛУ).
- По оценке ОАО «АНК Башнефть» накопленная дополнительная добыча нефти составила 760 тыс.т., КИН увеличился на 0,129 и составил 0,42.
- Кроме того, были проведены опыты, в которых закачке газа предшествовало нагнетание воды.
- В настоящее время водогазовое воздействие широко применяется в нашей стране и за рубежом.
- Водогазовое воздействие применяется на месторождениях Аляски и шельфовых месторождениях Северного моря. Это месторождения легкой нефти с высоким содержанием углеводородного газа. При отсутствии возможности рентабельного экспорта газа, он используется для закачки в пласт.
- Экономическая эффективность водогазового воздействия обуславливается в первую очередь повышением темпов отбора нефти, тогда как нефтеотдача увеличивается незначительно.
- При этом одна часть закачиваемого газа возвратно добывается с нефтью, другая часть остается в пласте и может быть добыта в дальнейшем.
- Метод внедряется в настоящее время на месторождении им.Р.Требса в Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции.
- В России проведены опытно-промышленные внедрения технологий водогазового воздействия на пласт на различных месторождениях, включая Ромашкинское, Озек-Суат, Гойт-Юрт, Журавлевско-Степановское, Битовское, Федоровское и Самотлорское месторождения.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НАГНЕТАНИЕМ ГАЗОВ.

Ректификация (от [лат.](#) *rectus* — *прямой* и *facio* — *делаю*) — это процесс разделения двойных или многокомпонентных смесей за счёт противоточного массо- и теплообмена между паром и жидкостью. Ректификация — разделение жидких смесей на практически чистые компоненты, отличающиеся температурами кипения, путём многократных испарений жидкости и конденсации паров.

Проводят ректификацию в башенных колонных аппаратах, снабжённых контактными устройствами (тарелками или насадкой) — [ректификационных колоннах](#), в которых осуществляется многократный контакт между потоками паровой и жидкой фаз.

Движущая сила ректификации — отличие фактической (рабочей) концентраций компонентов в паровой фазе от равновесной для данного состава жидкой фазы.

Парожидкостная система стремится к достижению равновесного состояния.

При контакте с жидкостью пар обогащается легколетучими (низкокипящими) компонентами — ЛЛК, а жидкость — труднолетучими (высококипящими) компонентами — ТЛК. Жидкость и пар движутся, как правило, противотоком: пар — вверх, жидкость — вниз, поэтому при достаточно большой высоте колонны в её верхней части можно получить практически чистый целевой компонент.

В зависимости от температур кипения разделяемых жидкостей ректификацию проводят под разным давлением: атмосферным - для кипящих при 30-150 °С, выше атмосферного - для жидкостей с низкими температурами кипения, например, сжиженных газов, в вакууме - для снижения температур кипения высококипящих. Ректификацию можно осуществлять непрерывно или периодически. Колонны для непрерывной ректификации состоят из двух ступеней: верхней — укрепляющей, где пар «укрепляется» — обогащается ЛЛК, и нижней — исчерпывающей, где жидкая смесь исчерпывается — из неё извлекаются ЛЛК и она обогащается ТЛК. При периодической ректификации в колонне производится только укрепление пара. Различают ректификацию бинарных (двухкомпонентных) и многокомпонентных смесей.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Особенности разработки газоконденсатного месторождения связаны с особенностями фазовой диаграммы, с явлениями обратной конденсации и испарения.
- Считается, что фильтрация углеводородов в пласте происходит в условиях термодинамического равновесия, если давление в газоконденсатной залежи в процессе разработки поддерживается на уровне начального, фазовые переходы возникают лишь в зонах пласта, прилегающих к скважинам.
- Наличие двухфазных течений а призабойной зоне скважины приводит к необходимости расчета изменения во времени коэффициентов фильтрационных сопротивлений А и В.
- Разработка газоконденсатных месторождений в режиме истощения сопровождается фазовыми переходами углеводородной смеси и значительными потерями конденсата в пласте при снижении давления ниже точки росы P_p . При этом конденсат в пласте выпадает повсеместно.
- Небольшая конденсатонасыщенность пласта приводит к небольшим изменениям его емкостных и фильтрационных параметров. Выпадающий конденсат мало изменяет коэффициент газонасыщенности пласта, при этом он неподвижен.
- В этом случае фильтрация газоконденсатной смеси в пласте описывается дифференциальными уравнениями истощения для чисто газового месторождения.
- Выпадающий в пласте конденсат является практически потерянным, если разработка залежи протекает на режиме истощения. Выпавший конденсат не в состоянии самостоятельно притекать к скважинам.
- Например, находящееся в настоящее время в разработке Вуктыльское газоконденсатное месторождение характеризуется очень высоким конденсатным фактором $500 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Месторождение разрабатывается на истощение. Добыча газа и пластовое давление в залежи снижаются.
- Если предположить, что весь конденсат выпадает в пласте одновременно, то он займет только 12-13% порового пространства, что не достаточно для его притока к скважинам.
- При дальнейшей разработке Вуктыльского газоконденсатного месторождения на истощение будет потеряно около 100 млн.т. конденсата или 70% от начальных запасов.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Теоретически, такие значения величины выпавшего конденсата, могут быть при определенных условиях достаточными для стекания конденсата к подошве пласта под действием гравитационных сил.
- При определенной интенсивности такого процесса можно было бы рассчитывать на формирование вторичной газоконденсатной залежи с очень большим конденсатным фактором и добычи из нее дополнительного конденсата.
- Однако, на практике этот процесс не опробован. На его низкую эффективность его реализации указывают следующие факторы:
 - 1) даже в случае благоприятном для стекания к подошве конденсата, этот процесс потребует не мало времени, возможно, значительно больше, чем период промышленной эксплуатации месторождения.
 - 2) Анизотропия пласта по проницаемости, слоистое строение коллектора резко снижают, а в ряде случаев препятствуют вертикальному стеканию конденсата. Даже если конденсат может стекать по наклонному пропластку залежи, то гравитационная составляющая становится весьма незначительной, вследствие малых углов наклона продуктивных пластов.
 - 3) На определенную добычу выпавшего в пласте конденсата можно рассчитывать, если достичь пластовых давлений, где начинает проявляться процесс прямого испарения. Однако это зона очень низких давлений (1-2 МПа и меньше) и как правило разработка залежи прекращается при давлении выше давления испарения.



Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- В последние годы появилась дополнительная информация о новых особенностях разработки газоконденсатных месторождений в режиме истощения.
- В работе проф. Петренко В.И. дается обоснование, что на больших глубинах, с увеличением температуры, увеличивается влагонасыщенность газов.
- Предельная глубина распространения залежей природных углеводородов контролируется изотермой 360°C , глубинная отметка которой зависит от геотермического градиента.
- В высокотемпературных залежах, которые в основном являются газоконденсатными, значительное влияние на разработку оказывает водяной пар, в особенности на завершающей стадии эксплуатации.
- При снижении пластового давления влагонасыщенность углеводородной смеси возрастает. Так, на Мирненском месторождении при текущих термобарических условиях ($P = 4\text{МПа}$, $T_{\text{пл}} = 143^{\circ}\text{C}$) количество водяного пара в остаточном пластовом газе возросло до 10%.
- При этом обосновывается возможность перехода остаточной воды в пар на газоконденсатных месторождениях. Допускается, что заключительный этап разработки высокотемпературных газоконденсатных залежей будет связан с добычей пара, который будет работать в качестве массо- и теплоносителя.
- Таким образом, водяной пар в качестве составной части пластовой смеси может обуславливать увеличение конденсатоотдачи в результате следующих факторов:
 - 1. возрастания общего объема оставшейся в пласте парогазоконденсатной смеси за счет испарения воды;
 - 2. «поддержания» пластового давления на величину парциального давления водяного пара;
 - 3. предполагаемого предпочтительного растворения высококипящих УВ в водяном паре.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Последний фактор является следствием того, что при критических условиях вода – идеальный растворитель.
- По расчетам автора, за счет первого фактора на Мирненском газоконденсатном месторождении дополнительная добыча конденсата составила несколько десятков тысяч тонн.
- Институтом ВНИИГаз предложена и апробирована технология удаления конденсата из призабойных зон скважин за счет закачки диоксида углерода. Закачанный в призабойную зону диоксид углерода растворяется в выпавшем конденсате. В результате увеличивается конденсатонасыщенность, конденсат приобретает большую подвижность и выносится из призабойной зоны.
- В случае низкопроницаемых коллекторов такой метод интенсификации может оказаться неприемлемым. Это связано с трудностью прокачки диоксида углерода через конденсатную пробку, так как этому противодействуют капиллярные силы, а вязкость конденсата больше вязкости газа.
- Ученые США провели лабораторные и промысловые исследования процесса разработки газоконденсатной залежи на истощение месторождения Нокс-Бромайд. Исследования показали, что выпадающий в призабойной зоне конденсат «запирает» газ в залежи. прогнозируемый коэффициент газоотдачи при режиме истощения был получен 0,11 в связи с этим на месторождении стали осуществлять поддержание пластового давления.
- В нашей стране крупнейшее Астраханское ГКМ (1986г.) разрабатывается в режиме истощения. В настоящее время разница между пластовым давлением и давлением начала конденсации составляет 20 МПа.
- Принципиальной особенностью разработки Астраханского ГКМ является то, что эксплуатация скважин ведется при невиданно больших депрессиях на пласт, равных 10-15 МПа. Это связано с очень низким коэффициентом проницаемости пласта (0,001 мкм²).

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Это означает, что на Астраханском ГКМ технологический режим работы скважин оказывает определяющее влияние на конечные значения коэффициентов газоотдачи и конденсатоотдачи.
- Рассмотрим пример. Примем, что рабочая депрессия на пласт, обеспечивающая рентабельные дебиты составит 15 МПа. Допустим, что в завершающей стадии разработки минимальное забойное давление, которое обеспечит подачу газа на устье, а затем на ГПЗ составит 5 МПа. Следовательно, конечное пластовое давление в зоне каждой скважины, при котором заканчивается ее рентабельная эксплуатация, должно быть не менее 20 МПа.
- Это означает, что только за счет технологического режима эксплуатации скважин в пласте будет теряться около 35% газа, конденсата и всех других компонентов. На практике эти потери будут гораздо больше.
- В настоящее время на Астраханском ГКМ предусматривается бурение горизонтальных скважин (ГС). Горизонтальные скважины позволяют при заданной депрессии кратно увеличивать дебит скважин, или при заданном дебите значительно снижать депрессию.
- Снижение депрессии на Астраханском ГКМ позволит увеличить продолжительность безкомпрессорной добычи газа, а также повысить накопленную добычу до начала фазовых превращений в пласте.
- Рассматривался вариант проведения на Астраханском ГКМ гидроразрыва пласта.
- Согласно зарубежным исследованиям применение ГРП на газоконденсатных месторождениях позволяет значительно увеличить дебиты скважин при снижении депрессии на пласт. Однако, метод достаточно дорогой, требует большого количества специальных исследований, специализированной техники, реагентов и обученного персонала.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- При значительном значении конденсатонасыщенности пласта возникает проблема наиболее полного его извлечения, что возможно только при поддержании пластового давления.
- Эффективность и целесообразность внедрения ППД зависит не только от содержания конденсата в газовой смеси, но и от общих запасов газа и конденсата, глубины залегания пласта, начального пластового давления, географического местоположения промысла и других факторов.
- Экономический предел конденсатного фактора изменяется в зависимости от состояния экономики в целом в каждый момент времени. Если в Советском Союзе считалось экономически целесообразным поддерживать пластовое давление на газоконденсатных месторождениях с конденсатным фактором от $50 \text{ см}^3/\text{м}^3$, то в настоящее время этот показатель может составлять $150\text{-}200 \text{ см}^3/\text{м}^3$.
- Обычно, чем больше начальное содержание конденсата в газе, тем меньше коэффициент конденсатоотдачи при разработке без ППД. Для некоторых систем при исследовании на бомбе PVT коэффициент конденсатоотдачи составляет $0,4 - 0,5$.
- Поддержание пластового давления в газоконденсатной залежи может осуществляться путем закачки воды или сухого газа.
- Закачка воды зависит от наличия дешевых источников воды, приемистости нагнетательных скважин и степени неоднородности пласта по коллекторским свойствам.
- Закачка сухого газа применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение длительного времени.
- Оба метода имеют свои преимущества и недостатки.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Разработка газоконденсатной залежи с применением заводнения характеризуется микро и макро зацементированием газа. Достижимые конечные коэффициенты газоотдачи составляют 0,6-0,8, т.е. теряется до 30% газа. Почти в прямой зависимости находится коэффициент конденсатоотдачи.
- При заводнении газоконденсатной залежи процесс разработки усугубляется неравномерностью охвата залежи закачкой воды по толщине пласта и площади газоносности.
- Однако на ряде газоконденсатных месторождений Краснодарского края отмечен факт вымывания выпавшего конденсата поступающей в пласт водой. Несмотря на низкую конденсатонасыщенность, ретроградный конденсат все-таки вытесняется водой с образованием конденсатного вала. Лабораторные исследования подтвердили возможность такого явления.
- Результаты расчетов проф.Петренко показали, что при разработке Ленинградского газоконденсатного месторождения Краснодарского края выпало свыше 1 млн. м³ конденсата. За счет отмыва конденсата внедряющейся водой дополнительная добыча составила 134 тыс. м³
- Вымывание жидких углеводородов внедряющейся в пласт водой позволило объяснить повышенные по сравнению с результатами исследований на бомбе РВТ , объемы добычи конденсата по ряду газоконденсатных месторождений Краснодарского края.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Для применения искусственного заводнения газоконденсатных месторождений необходим тщательный подбор объектов разработки.
- Наиболее приемлемыми объектами для заводнения считаются «запечатанные» газоконденсатные залежи. Подобные залежи в природе часто характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и относятся как правило к трещиновато-пористым карбонатным коллекторам.
- Аномальность начального пластового давления бывает весьма высокой, близкой к горному давлению. При снижении $R_{пл}$ коллектор деформируется, система трещин, особенно в районе действующих скважин будет смыкаться, ликвидируются пути фильтрации газа. Газ остающийся в пористых плотных блоках будет потерян.
- Оценочные расчеты показывают, что по указанной причине коэффициент газоотдачи на месторождениях с АВПД может составлять 0,5-0,6. следовательно, даже если месторождение чисто газовое, то необходимо исследовать возможность его заводнения. Чем выше удастся поддержать начальное пластовое давление, тем меньше влияние деформации коллектора на снижение конечных коэффициентов добычи газа и конденсата.
- Однако, при больших давлениях резко возрастают энергетические затраты на закачку воды.
- Закачка воды возможна только при благоприятных геологических условиях. Нельзя осуществлять закачку воды при наличии глин в газосодержащем коллекторе, т.к. будет наблюдаться их разбухание.
- При высокой степени неоднородности коллекторов наблюдается прорыв языков воды, обводнение газовых скважин.
- В отдельных случаях наблюдается трудность освоения нагнетательных скважин.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- При заводнении *газоконденсатного месторождения* существуют определенные преимущества перед поддержанием пластового давления путем закачки газа:
- 1) Разработку газоконденсатного месторождения можно вести в один цикл, отсутствует вторая стадия разработки – на истощение.
- 2) Уже в самом начале разработки можно использовать большие ресурсы сухого газа в качестве топлива и сырья.
- 3) Энергетические затраты на закачку воды меньше, чем на закачку сухого газа.
- 4) Экономически выгодно использовать постоянный перепад давления достаточно большой величина на двух участках: скважина-завод, завод-газопровод.
- 5) При разработке газоконденсатных месторождений с ППД состав добываемого углеводородной смеси практически не меняется, т.е. извлекаются все фракции, явления обратной конденсации и связанная с ними потеря тяжелых фракций в пласте отсутствует.
- *Разработка газоконденсатной залежи с закачкой сухого газа в пласт* применяется в условиях, когда имеется возможность консервации запасов газа данного месторождения в течение длительного времени.
- Увеличение коэффициента конденсатоотдачи, а нередко и газоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений может быть достигнуто путем возврата в пласт добытого газа, из которого предварительно извлечены компоненты C₂+ или C₃+ .
- При этом процессе сухой газ вытесняет жирный, или насыщенный конденсатом, газ. В процессе разработки газоконденсатного месторождения изменяется фазовое состояние пластовых смесей, вследствие чего состав добываемого газа непрерывно меняется.
- Процесс закачки сухого газа в пласт называется *Сайклинг-процессом*.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Иногда закачку сухого газа начинают с момента начала отбора газоконденсатной смеси, но, в большинстве случаев, закачку начинают при снижении давления в призабойной зоне добывающих скважин почти до точки росы P_p .
- Считается, что сайклинг-процесс позволяет получить максимальный коэффициент конденсатоотдачи.
- Впервые сайклинг-процесс или закачку «отбензиненного газа» начали применять в годы второй мировой войны в США и в Канаде. В 1944г. в США разрабатывали 244 газоконденсатных месторождения. Закачку сухого газа вели только на месторождениях с содержанием конденсата 150-180 г/м³.
- После войны вследствие заметного изменения структуры потребления углеводородов и соответствующей динамики цен на жидкие и газообразные углеводороды, объемы нагнетаемого в пласт газа резко снизились. Удовлетворительные технико-экономические показатели при реализации сайклинг-процесса стали получать при начальном конденсатосодержании 250-300 г/м³. Количество объектов, на которых применялся сайклинг-процесс сильно уменьшилось.
- Тем не менее часть газоконденсатных месторождений США, Канады и некоторых других стран продолжают разрабатывать в режиме обратной закачки сухого газа в пласт.
- В настоящее время в нашей страны сайклинг-процесс был запроектирован только на Вуктыльском газоконденсатных месторождении, но так и не реализован.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Примером может служить газоконденсатное месторождение Ла Глория в штате Техас (1941г.), которое разрабатывалось с ППД в течение 8 лет.
- Процесс осуществлялся под наблюдением специального комитета, в который входили представители всех компаний, имеющих участки на этом месторождении.
- Глубина залегания продуктивного горизонта составляла 1955м, средняя мощность газонасыщенного песчаника – 10м. Средняя пористость – 22%, проницаемость $0,521 \text{ мкм}^2$. Начальное пластовое давление составляло 24,4МПа, температура 95°C .
- Запасы газа были равны 3,95 млрд. м^3 , конденсата 1,07 млн. м^3 . В эксплуатации находилось 8 добывающих и 4 нагнетательных скважины. Для закачки газ получали с соседнего месторождения.
- В течении первых 4-х лет из пласта отбирали 1415 тыс. м^3 газа в сутки. В дальнейшем, нагнетаемый сухой газ стал прорываться в эксплуатационные скважины и отбор газа снизили до $595 \text{ м}^3 / \text{сутки}$.
- Благодаря малым темпам отбора газа, пластовое давление снизилось незначительно, было предотвращено выпадение конденсата в пласте. Для контроля, в заключительной стадии процесса в зоне пласта, не охваченной нагнетанием сухого газа, была пробурена скважина, продукция которой показала, что конденсатосодержание осталось на уровне начального.
- Коэффициент вытеснения в зоне охваченной закачкой газа составил 0,85, коэффициент конденсатоотдачи составил 68%.
- При последующей эксплуатации на истощение было отобрано еще 20,8% конденсата. Всего из пласта было отобрано 88,8% от начального конденсата.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- В штате Оклахома с 1960 по 1962г. на ГКМ Нокс-Бромайд, залегающем на глубине 4600м, осуществлялась закачка сухого газа в пласт. Месторождение характеризуется низкой продуктивностью пласта (проницаемость $0,0045 \text{ мкм}^2$) и высокой конденсатонасыщенностью 500-600 г/м³.
- Лабораторные и промысловые исследования показали, что специфические особенности строения песчаника свиты бромайд обуславливают резкое снижение его фазовой проницаемости для газа по мере выпадения конденсата в пласте. При изучении шлифов кернов было обнаружено наличие на зернах песчаника конденсатной пленки, резко снижающей проницаемость породы по газу. Полученная кривая фазовой проницаемости по газу показала, что фильтрация газа практически прекращается при достижении насыщенности жидкой фазой 50%. Коэффициент газоотдачи при разработке на режиме истощения не превысил бы 11%.
- В результате на месторождении Нокс-Бромайд была реализована не только закачка сухого газа в пласт, но и впервые в мире осуществлен гидроразрыв пласта на глубине 4600-4800м.
- В результате не только конденсатоотдача, но и газоотдача были превышены в 5 раз.
- Опыт разработки ГКМ с применением сайклинг-процесса в США и других странах показал необходимость тщательного изучения коллеторских свойств пласта, его неоднородности, состава газоконденсатной смеси, особенностей фазовых диаграмм.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- В странах СНГ несколько лет назад удалось довести до практического осуществления один проект разработки ГКМ на режиме сайклинг-процесса, хотя и с задержкой во времени — на Новотроицком месторождении на Украине. Проект был подготовлен специалистами ВНИИГАЗа и УкрНИИгаза под руководством С.Н. Бузинова, И.Н. Токоя, Е.И. Степанюка.
- Новотроицкое газоконденсатное месторождение открыто в 1966 г., когда был получен приток газа с конденсатом из скв. № 4, и введено в разработку на истощение в 1974 г.
- Начальное содержание конденсата в газе составляло 454,5 г/м³, начальное пластовое давление - 35,6 МПа. Средняя эффективная мощность продуктивного пласта 16 м, средняя проницаемость 1,0 мкм².
- За период разработки месторождения на истощение (1974— 1979 гг.) из месторождения было добыто 2144 млн. м³ газа и 658,2 тыс. т конденсата, при этом пластовое давление снизилось на 7,5 МПа. Отбор газа был на 320 млн. м³ выше проектного. Содержание конденсата в пластовом газе уменьшилось до 317 г/м³ а потери его в пласте составили около 1500 тыс. т.
- Закачка сухого газа в пласт была начата в июне 1981 г. Добыча сырого газа осуществлялась из четырех скважин, а закачка — в две нагнетательные скважины. Приемистость нагнетательных скважин в начале закачки соответствовала проектной. Однако впоследствии было отмечено существенное ее снижение, обусловленное загрязнением призабойных зон скважин компрессорным маслом. Поэтому начали проводить периодическую продувку нагнетательных скважин в газопровод. При этом приемистость скважины улучшалась, но полного восстановления не происходило.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- На 01.09.87 из месторождения было извлечено 3948 млн. м³ газа и 1169 тыс.т конденсата. Суммарная добыча конденсата за период сайклинг-процесса составила 510,8 тыс. т, закачка сухого газа в пласт — 1443 млн.м³.
- Сопоставляя геологические построения с данными материального баланса, оценили среднюю остаточную газонасыщенность порового объема — 0,54, причем 7 % порового пространства занято выпавшим конденсатом. Столь высокое значение средней остаточной газонасыщенности свидетельствовало о том, что за фронтом вытеснения газ оставался не только в защемленном состоянии.
- На месторождении сайклинг-процессу предшествовала разработка в режиме истощения. В условиях проявления водонапорного режима это привело к защемлению значительных количеств газа за фронтом вытеснения. Наиболее высокий технологический и экономический эффект мог быть получен при применении сайклинг-процесса без предварительного отбора газа.
- Выяснилось, что вытеснение газа осуществлялось также за счет подъема ГВК, вблизи забоев скважин в результате продвижения контурных вод происходило образование "конденсатного вала" . Подъем ГВК составил около 30 м.
- Новотроицкое месторождение характеризуется сложным геологическим строением, выявленным в процессе осуществления сайклинг-процесса и существенно повлиявшим на первоначальные проектные решения. Для обеспечения разработки месторождения в режиме сайклинг-процесса необходимо было провести детальную разведку залежей как разведочными, так и опережающими эксплуатационными скважинами.
- Экономическая оценка разработки Новотроицкого месторождения показала высокую себестоимость добычи газа и конденсата. Однако опыт реализации проекта весьма ценен для изучения процесса вытеснения конденсатного газа сухим.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

Основные недостатки сайклинг-процесса:

- 1) Сухой газ, как наиболее подвижная часть углеводородной смеси, по высокопроницаемым пропласткам избирательно прорывается к эксплуатационным скважинам. Наступает момент, когда рециркуляция газа становится не рентабельной. Дальше разработку месторождения продолжают на режиме истощения.
- 2) Относительно длительная (на несколько лет) консервация запасов сухого газа. Часто применяется метод частичной закачки сухого газа. Т.е. закачивается не весь добытый сухой газ, а 40-60%, остальной газ подается потребителю. При этом происходит постепенное снижение пластового давления. экономически этот процесс более выгодный, однако коэффициент достигаемой конденсатоотдачи значительно ниже, чем при полной закачке сухого газа.
- 3) Для закачки сухого газа требуются компрессоры высокого давления, что значительно влияет на экономику процесса.

- В настоящее время проводится достаточное большое количество лабораторных экспериментов для оценки эффективности закачки в пласт неуглеводородных газов, а также смеси с углеводородными газами азота, углекислого газа и дымовых газов.
- Применение неуглеводородных газов характеризуется следующими положительными моментами:
 - 1) Добываемый газ с самого начала разработки используется как товарный продукт, сокращается ущерб от консервации газа;
 - 2) Вся газоконденсатная система замещается в пласте на не углеводородную. В результате возможно получение максимального коэффициента не только конденсатоотдачи, но и газоотдачи.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Закачка углекислого газа (CO_2) позволяет вовлекать в процесс дренирования выпавший конденсат. Однако, необходимо наличие рядом с газоконденсатным месторождением производства или месторождения с большим содержанием CO_2 .
- Например на крупнейшем в нашей стране Астраханском газоконденсатном месторождении содержание CO_2 превышает 20%. Есть предложение закачивать добываемый CO_2 обратно в пласт. Также рассматривается вариант закачки в пласт смеси азота и CO_2 .
- В настоящее время извлечение азота (N_2) из воздуха становится относительно не дорогим процессом. В США 1000 м³ азота, добываемого из воздуха стоит примерно 10 долларов. Добываемый природный газ и конденсат стоят значительно дороже.
- Как показывают лабораторные исследования, свойства азота, как агента для поддержания пластового давления и вытеснения газоконденсатной смеси аналогичны свойствам метана.
- Азот также можно использовать для ППД в нефтяных залежах. При давлении закачки азота 30-35 МПа в нефтяную залежь или оторочку нефти происходит процесс, близкий к смешивающемуся вытеснению. Этот процесс характеризуется высокой нефтеотдачей, коэффициент вытеснения по лабораторным исследованиям достигает 0,86, тогда как при тех же условиях вытеснения водой – 0,65.
- В ряде опытов при закачке азота от 1,2 до 1,4 поровых объемов коэффициент вытеснения нефти составил 0.92-0,98.

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- В качестве вытесняющего агента в настоящее время рассматриваются дымовые (выхлопные) газы. При горении метана в промышленных условиях состав дымовых газов следующий: $N_2+Ar - 86\%$, $CO_2 - 11,5\%$, $CO - 1,5\%$, $H_2 - 1,0\%$.
- При сгорании 1 м^3 метана образуется более 10 м^3 дымовых газов. После соответствующей очистки этот газ можно закачивать в пласт.
- Как правило часть дымовых газов используется на теплоэлектростанциях, остатки сжигаются.
- Закачка дымовых газов планируется на Копанском газоконденсатном месторождении Оренбургской области.
- Предлагаются также модели закачки в пласт сухого газа с периодически закачиваемыми порциями (оторочками) воды и ПАВ.
- В лабораторных условиях такой вид ППД в газоконденсатной залежи позволяет увеличить охват пласта вытеснением. Чем выше неоднородность пласта, тем больше эффект от периодической закачки воды и ПАВ.

▪

▪

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

■ Газогидратные залежи (ГГЗ)

- В 1969 г. было открыто Мессояхское газогидратное месторождение, в 1970г. был начат эксперимент по опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) участка этого месторождения.
- Образование такого типа месторождения связано с тем, что газ, в определенных термодинамических условиях находится в земной коре в твердом состоянии.
- Геолого-гидродинамическими исследованиями было установлено, что в верхней части месторождения газ находится в гидратном состоянии, в нижней части – в газовой фазе. Оценки значений коэффициента гидратонасыщенности составляют от 20 до 50 % .
- На границах раздела этих зон пластовая температура $T_{пл}$ равна равновесной температуре гидратообразования.
- Отбор газа начали осуществлять из нижней части месторождения. При снижении $P_{пл}$ в газоносной части пласта в связи с отбором газа, на границе раздела газовой и газогидратной зон начали происходить фазовые превращения. Снижение давления способствовало разложению гидратов и перехода их в газовое состояние.
- Было рассмотрено три модели процессов, протекающих в залежах подобного типа:
1 модель – предполагается, что гидраты разлагаются по всей газогидратной части залежи. при этом коэффициент гидратонасыщенности уменьшается во времени. Образовавшаяся газовая фаза , за счет разности давлений в верхней и нижней зонах, поступает в нижнюю часть пласта и к эксплуатационным скважинам.

■

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Газогидратные залежи (ГГЗ)
- 2 модель - предполагается контактный механизм разложения гидратов т.е., гидраты разлагаются только на границе раздела газогидратной и газоносной частей пласта. При этом в газогидратной части сохраняется первоначальное $P_{пл}$ и температура, а также коэффициенты газо- и гидратонасыщенности пласта.
- Гидратонасыщенный поровый объем уменьшается за счет объема, в котором разложились гидраты. Соответственно на такой же объем возрастает поровый объем газоносной части пласта.
- 3 модель учитывает одновременное разложение гидратов в газогидратной части и на границе раздела газогидратной и газоносной частей залежи. Происходит переток газа из газогидратной в газоносную часть пласта. При этом в обеих частях залежи снижаются $P_{пл}$, изменяются поровые объемы, изменяются коэффициенты газо- и гидратонасыщенности пласта.
- Период ОПЭ продолжался 8 лет. Наибольшие отборы газа наблюдаются первые 5 лет (до 7% от начальных запасов). Происходит заметное падение $P_{пл}$ в газонасыщенной зоне и рост разницы в давлениях в гидратной и газонасыщенной частях пласта. Это указывает на то, что разработка залежи вероятно происходит в соответствии со 2 –й моделью.
- К концу рассматриваемого периода в залежь поступило 15 млн. m^3 воды, скважины начали обводняться.
- В настоящее время, залежь находится в консервации. Согласно расчетам, объем газа, выделившийся при разложении гидратов за весь срок разработки, составил 2 млрд. m^3

Характерные особенности и подходы к разработке газовых и газоконденсатных месторождений

- Газогидратные залежи (ГГЗ) характеризуются рядом особенностей, основные из которых следующие:
- Объем газа, содержащегося в единице объема гидрата, практически не зависит от состава газа;
- Гидратонасыщенность порового пространства определяется давлением, температурой, составом поровой воды и газа.
- Формирование ГГЗ может происходить из недонасыщенных газом пластовых вод; для формирования и сохранения ГГЗ не нужны литологические покрышки;
- ГГЗ являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи свободного газа и нефти.
- При вскрытии и разработке ГГЗ необходимо учитывать специфические свойства гидратов, такие, как резкое увеличение объема газа при его переходе из гидратного в свободное состояние, резкое возрастание давления газа при термическом разложении гидрата, высвобождение больших объемов свободной воды при разложении гидрата др.
- В основе разработки материковых ГГЗ лежит один общий принцип: необходимо газ из гидратного состояния в залежи перевести в свободное состояние и отбирать традиционными методами с помощью обычных скважин. Перевод из гидратного в свободное состояние может быть осуществлен путем снижением давления ниже давления разложения гидрата в пласте; повышением температуры залежи выше температуры разложения гидрата; закачки в пласт катализаторов разложения гидрата; путем термохимического, электроакустического и других методов воздействий на ГГЗ.

