Институт нефти и газа

РЕФЕРАТ

**СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ГАЗОГИДРАТНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ**

**Специальность 6N0708"Нефтегазовое дело"**

**АЛМАТЫ 2009**

Содержание

1. Периоды разработки газовых месторождений

2. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов

3. Системы разработки газоконденсатных месторождений

4. Коэффициенты конденсатоотдачи, компонентоотдачи

5. Системы разработки многопластовых газовых месторождений

6. Разработка газогидратных месторождений

Список литературы

# 1. Периоды разработки газовых месторождений

Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений, запасы которых исчисляются сотнями млрд. м3. В процессе разработки средних по запасам месторождений газа период постоянной добычи газа часто отсутствует. При разработке незначительных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа.

С точки зрения технологии добычи газа выделяются период бескомпрессорной и период компрессорной эксплуатации залежи.

С точки зрения подготовленности месторождений к разработке и степени его истощения различают периоды: опытно-промышленной эксплуатации, промышленной эксплуатации и период доразработки.

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, как правило, трех-четырех лет.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений, кроме вышеперечисленных, можно выделить периоды разработки без поддержания пластового давления и разработки с поддержанием пластового давления. Период разработки без поддержания пластового давления продолжается до тех пор, пока средневзвешенное по объему газоконденсатной залежи пластовое давление не сравняется с давлением начала конденсации данной залежи.

Таким образом, в каждый период применяется своя система разработки газовой залежи. В технологическом значении этого понятия ***система разработки*** - это комплекс технических мероприятий по управлению процессом движения газа конденсата и воды в пласте.

Управление процессом движения газа, конденсата и воды в пласте осуществляется посредством следующих технические мероприятий:

определенного размещения рассчитанной числа эксплуатационных, нагнетательных и наблюдательных скважин на структуре и площади газоносности;

установления технологического режима эксплуатации скважин;

рассчитанного порядка ввода скважин в эксплуатацию;

поддержания баланса пластовой энергии.

# 2. Системы размещения скважин по площади газоносности месторождений природных газов

Площади газоносности газовых залежей в плане могут иметь различную форму: удлиненного овала с отношением продольной и поперечной осей более 10, овала, круга, прямоугольника или фигуры произвольной формы.

Территории промыслов различаются рельефом, грунтом, застройками различного назначения. Газоносный коллектор в общем случае характеризуется изменчивостью литологического состава и геолого-физических параметров по площади и разрезу. Эти причины в сочетании с требованиями экономики обуславливают различные способы размещения эксплуатационный нагнетательных и наблюдательных скважин на структуре и площади газоносности.

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений широко применяют следующие системы размещения эксплуатационных скважин по площади газоносности: равномерное по квадратной или треугольной сетке, батарейное; линейное по “цепочке”; в сводовой части залежи; неравномерное.

Равномерная сетка скважин обеспечивает равномерное падение пластового давления. Дебиты скважин в данном случае обусловливаются средним пластовым давлением по залежи в целом. Таким образом, при равномерном размещении скважин темп снижения средневзвешенного по объему порового пространства приведенного давления р/z в удельном объеме дренирования равен темпу снижения приведенного давления в залежи в целом.

Недостаток равномерной системы расположения скважин - увеличение протяженности промысловых коммуникаций и газосборных сетей.

При батарейном размещении скважин образуется местная воронка депрессии, что значительно сокращает период бескомпрессорной эксплуатации месторождения и срок использования естественной энергии пласта для низкотемпературной сепарации газа. С другой стороны, в этом случае сокращается протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций. Линейное расположение скважин по площади газоносности обусловливается, как правило, геометрией залежи. Оно обладает теми же преимуществами и недостатками, что и батарейное.

На практике газовые и газоконденсатные залежи разрабатываются, как правило, при неравномерном расположении скважин по площади газоносности. При неравномерном размещении скважин на площади газоносности темпы изменения средневзвешенного приведенного давления в удельных объемах дренирования скважин и всей залежи различны. В этом случае возможно образование глубоких депрессионных воронок давления в отдельных объемах залежи.

Преимущество неравномерного размещения скважин на площади газоносности по сравнению с равномерным уменьшение капитальных вложений в строительство скважин, сроков строительства скважин, общей протяженности промысловых дорог, сборных газо-и конденсатопроводов, ингибиторопроводов,. водопроводов, линий связи и электропередач.

Наблюдательные скважины (примерно 10 % эксплуатационных) бурят, как правило, в местах наименьшей геологической изученности залежи, вблизи мест тектонических нарушение в водоносной зоне около начального газоводяного контакта в районах расположения скважин, эксплуатирующих одновременно несколько пластов, в центре кустов при батарейно-кустовом размещении скважин. Они позволяют получать разнообразную информацию о конкретных свойствах пласта; изменении давления; температуры и состава газа; перемещении газоводяного контакта; газо-, водо- и конденсатонасыщенности пласта; направлении и скорости перемещения газа в пласте.

При разработке газоконденсатных залежей с поддержанием пластового давления размещение нагнетательных и эксплуатационных скважин на структуре и площади газоносности зависит от рабочего агента, закачиваемого в пласт для поддержании давления, геометрической формы площади газоносности в плане и коллекторских свойств залежи.

При закачке в пласт газообразного рабочего агента (как правило, сухого газа) нагнетательные скважины размещают в виде батарей в приподнятой, купольной части залежи, эксплуатационные - также в виде батарей, но в пониженной части, на погружении складки. При закачке в пласт жидкого рабочего агента (как правило, воды) нагнетательные скважины размещают в пониженной части залежи, а эксплуатационные - в повышенной, купольной.

При таком размещении скважин на структуре увеличивается коэффициент охвата вытеснением пластового газа рабочим агентом за счет различия вязкостей и плотностей пластового газа и закачиваемого рабочего агента.

Нагнетательные и эксплуатационные скважины при разработке залежей с поддержанием давления размещаются на площади газоносности в виде кольцевых или лилейных цепочек скважин. Обычно расстояние между нагнетательными скважинами принимают 800 - 1200 м, а между добывающими 400 - 800 м.

Разработку газоконденсатных месторождений следует вести при постоянном числе нагнетательных и добывающих скважин.

# 3. Системы разработки газоконденсатных месторождений

Особенностью пластовых флюидов газоконденсатных месторождений является возможность выпадения конденсата в пласте, стволе скважин и наземных сооружениях в результате снижения давления и температуры. Характерным для эксплуатации газоконденсатных месторождений являются многофазность поступающей из скважин продукции и необходимость наиболее полного отделения конденсата. В связи с этим комплексное разработка газоконденсатных месторождений имеет ряд особенностей по сравнению с разработкой чисто газовых месторождений. В частности, разработка газоконденсатных месторождений должна обеспечивать 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.

В мировой практике наряду с разработкой газоконденсатных месторождений без поддержания давления, т.е. методом, наиболее распространенным у нас и за рубежом, на практике используется также метод разработки газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого (отбензиненного) газа в пласт. Этот способ называется методом обратной закачки газа в пласт (сайклинг-процесс). Применяются также часто различные комбинации этого метода - полный сайклинг, неполный сайклинг, канадский сайклинг, когда газ закачивается в летний период времени и отбирается зимой в периоды наибольшего спроса газа.

***Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа*** обеспечивает наибольшие значения коэффициента газо - и конденсатоотдачи за весь период разработки месторождения.

В насыщенных залежах при падении давления сразу начинает выделяться в пласте конденсат. В ненасыщенных со снижением давления с первоначального до давления насыщения выпадения конденсата в пласте не происходит. В перегретых залежах при любом снижении давления при пластовой температуре в пласте выделения конденсата не происходит. Таким образом, как частично ненасыщенные залежи, так и полностью перегретые газоконденсатные залежи в процессе их разработки не требуют поддержания пластового давления, а могут разрабатываться на истощение.

***При искусственном заводнении*** газоконденсатного месторождения объем закачиваемой воды зависит от уровня добычи газа и значения поддерживаемого пластового давления. Если используется метод заводнения пласта, достигается одновременная добыча газа и конденсата постоянного состава, что имеет положительное значение для проектирования объектов по переработке конденсата. В то же время возникают дополнительные потери газа и конденсата, вызванные их защемлением при давлении, близком к начальному. Коэффициенты газо - и конденсатоотдачи в зависимости от коэффициента охвата и характера неоднородности пласта по площади и мощности пласта в этом случае уменьшаются.

***Разработка газоконденсатных месторождений на истощение*** обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи, возможность изменения в широких пределах темпов отбора газа и конденсата. При этом затраты на разработку по сравнению с другими методами минимальные. Однако по сравнению с методом обратной закачки газа в пласт этот метод обеспечивает меньшую конденсатоотдачу. При сравнении различных методов разработки по весу извлекаемых углеводородов эксплуатация газоконденсатных месторождений на истощение равноценна разработке нефтяных месторождений с закачкой газа или воды в пласт.

# 4. Коэффициенты конденсатоотдачи, компонентоотдачи

Пластовый газ является сырьем для нефтехимической промышленности и источником энергии. Поэтому важен вопрос о компонентоотдаче и использовании запасов пластовой энергии.

Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема извлеченного из пласта компонента к его геологическим запасам . Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах.



, (4.1)



где - оставшиеся запасы.



Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи выражаются следующим образом:

, (4.2)



. (4.3)



Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85 - 95 %, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 до 75 %.

При разработке газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к однородным по коллекторским свойствам пластам, в целях увеличения конечной газоотдачи рекомендуется увеличивать темп отбора газа из них. В этом случае вода не успевает поступать а газовую залежь, в связи с чем резко сокращается количество "защемленного" ею газа.

В случае разработки неоднородных по коллекторским свойствам залежей их форсированная разработка может привести к избирательному обводнению, значительно снижающему газоотдачу месторождения в целом.

Существенно может снизить газоотдачу месторождений проведение капитальных и подземных ремонтов на заключительной стадии разработки залежи. В этот период эксплуатации глушение скважин глинистым раствором или другими задавочными жидкостями приводит к тому, что в большинстве случаев производительность их резко падает, а иногда скважины после ремонтных работ вообще не удается освоить.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае он может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75 % - при поддержании давления при закачке воды в залежь.

Потери конденсата при газовом режиме разработки увеличиваются с ростом его начального содержания (более 100 см3/м3) и плотности. При прочих равных условиях коэффициент конденсатоотдачи возрастает при увеличении различия между начальным пластовым давлением и давлением начала конденсации, а также при повышенных температурах в пластах. Однако и в наиболее благоприятных условиях в большинстве случаев .



При проявлении активного водонапорного режима с нерегулируемым избирательным обводнением объем добычи при постоянном темпе отбора сокращается. Таким образом, при проектировании системы разработки газовых и газоконденсатных месторождений на режиме истощения практически можно планировать режим постоянной добычи не более чем на геологических запасов газа. Падение пластового давления в залежах в большинстве случаев вызывает снижение продуктивности скважин при рабочих депрессиях. Это приводит к необходимости вести большой объем дополнительного эксплуатационного бурения, что весьма сложно в труднодоступных районах. Опережающее эксплуатационное бурение не всегда оправдано в случае проявления активного водонапорного режима и при малой изученности эксплуатационных объектов, так как может привести к заложению скважин в зонах, отбор из которых будет затруднен при избирательном обводнении залежи. Одним из факторов, обусловливающих уменьшение продуктивности скважин, является уменьшение проницаемости пластов с падением давления, что наиболее существенно для пластов, проницаемость которых низка при начальном давлении. В пластах с глинистым цементом проницаемость может уменьшаться в 10 раз и более.



В мировой практике при эксплуатации газоконденсатных месторождений с содержанием конденсата более 25 см3/м3 наряду с эксплуатацией их на режиме истощения применяется ***сайклинг-процесс,*** позволяющий существенно повысить коэффициент конденсатоотдачи. Сайклинг-процесс широко применяется на месторождениях с содержанием конденсата более 100 см3/м3 и при запасах газа от 10 млрд. м3 и более при близости начального пластового давления и давления начала конденсации. Недостатки применения сайклинг-процесса широко известны, из них к основным относятся следующие:

большие капитальные вложения и необходимость создания специального оборудования при эксплуатации месторождений с высокими пластовыми давлениями;

большие эксплуатационные затраты;

понижение надежности промыслового оборудования (скважинного и наземного) в связи с увеличением срока эксплуатации, особенно при наличии агрессивных компонентов в добываемой продукции.

Идея задачки воды в газовые и газоконденсатные залежи многократно обсуждалась, но не была реализована на практике, так как по результатам ранее выполненных лабораторных и промысловых исследований считалось, что вытеснение газа водой сопровождается интенсивным защемлением газа. Полагали, что коэффициент извлечения газа не превышает 50 %, т.е. примерно соответствует реально достигаемым значениям нефтеотдачи залежей, разрабатываемых при искусственном водонапорном режиме. При этом не учитывался ряд принципиально важных факторов, различающих механизмы вытеснения водой нефти и газа. Газ благодаря относительно малой вязкости в меньшей мере подвержен блокированию водой как в масштабе пор, так и макронеоднородностей пласта. В результате коэффициенты вытеснения и охвата при регулируемом заводнении должны быть значительно выше, чем для нефтяных залежей. Большая подвижность газа упрощает и проблему регулирования продвижения воды. Известно также, что при проявлении начального градиента фильтрации для воды даже в нефтяных пластах коэффициент отдачи возрастает. Это обстоятельство благоприятствует возможности контроля за распределением закачиваемой поды, которую можно селективно направлять в зоны газового пласта, заранее выбранные для заводнения.

Разработка нефтегазоконденсатных месторождений

Рациональная разработка газоконденсатонефтяных месторождений состоит прежде всего в выборе и обосновании наиболее целесообразных, экономически выгодных методов, обеспечивающих высокие коэффициенты конденсатонефтеотдачи.

В зависимости от конкретных условий характеристики залежей, потребностей в газе, конденсате и нефти; уровня технической оснащенности и существующей технико-экономической политики возможны следующие варианты разработки газоконденсатнонефтяных месторождений

Газоконденсатная зона разрабатывается на режиме истощения, разработка нефтяной зоны отстает. При этом варианте темп падения пластового давления в газоконденсатной зоне существенно опережает темп падения давления в нефтяной оторочке, что приводит к перемещению нефти в сухие газоносные пески и тем самым - к определенным ее потерям. Чем больше проницаемость, тем больше потерь нефти в сухих песках. Нефтеотдача при указанном варианте оценивается в 5 - 15 %. Этот вариант связан также со значительными потерями конденсата. Преимущество - быстрое обеспечение газом.

Газоконденсатная и нефтяная зоны одновременно разрабатываются на истощение. Важным условием является недопущение образования градиентов давления от нефтяной зоны к газовой. Потери конденсата такие же, как в предыдущем варианте. Потери же нефти сравнительно меньше ввиду отсутствия вторжения ее в газовую зону.

Газоконденсатная зона до извлечения основных запасов нефти находится в консервации и не эксплуатируется. 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 этого метода разработки особенно значительна при подвижности водонефтяного контакта и больших размерах газовой шапки.

До извлечения основных запасов нефти давление в газовой зоне поддерживается методом нагнетания сухого газа в сводовую часть залежи. При этом способе обеспечивается несколько большая нефтеотдача, чем при предыдущем.

Нефтяная зона разрабатывается одновременно с применением сайклинг-процесса в газоконденсатной части залежи. В этом случае из нефтяной оторочки извлекается нефть, из газоконденсатной - конденсат. После извлечения основных запасов нефти и конденсата сайклинг-процесс прекращается и залежь эксплуатируется как газовая.

Предусматривается одновременная разработка нефтяной и газоконденсатной зоны залежи с нагнетанием воды в пласт. Имеется в виду нагнетание воды в зону газонефтяного контакта при линейном расположении нагнетательных скважин в газоконденсатной зоне, вдоль контакта газ - нефть. Этот метод рекомендуется при малоподвижном водонефтяном контакте. Одно из основных преимуществ метода заключается в том, что 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.

Кроме указанных методов разработки газоконденсатных залежей, имеются другие перспективные методы, применение которых могло бы обеспечить весьма высокие коэффициенты извлечения запасов нефти и конденсата. К ним относятся следующие методы:

Превращение нефтяной оторочки в газоконденсатное состояние с последующим извлечением основных запасов нефти и конденсата при однофазном состояний залежи путем закачки жирного газа. Дело в том, что 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.

Термическое воздействие на газоконденсатные пласты, например, созданием передвижного очага горения с подачей газа и воздуха на забой.

Многократная прокачка (до 10 и более объемов) сухого газа через пласт с целью испарения выпавшего конденсата.

Закачка жидкого газа (пропан-бутана) с созданием в пласте оторочки из этих продуктов, передвигаемых сухим газом для обеспечения вытеснения выпавшего конденсата.

# 5. Системы разработки многопластовых газовых месторождений

Многопластовые газовые месторождения могут быть подразделены на два основных вида: ***к первому*** относятся такие месторождения, в которых начальные пластовые давления в каждом из пластов примерно соответствуют давлению гидростатического столба воды; ***ко второму виду*** относятся те, в которых начальное давление в горизонтах отличается на давление, соответствующее весу столба газа. В этом случае единая залежь разделена но высоте перемычками, при помощи которых горизонты могут сообщаться или быть изолированными.

Эксплуатировать многопластовые месторождения можно раздельно скважинами, пробуренными на каждый горизонт, и скважинами, вскрывшими все продуктивные горизонты. При раздельной эксплуатации для экономии числа скважин часто осуществляют эксплуатацию при помощи разобщителей (пакеров). В этом случае газ из нижнего горизонта поступает в фонтанные трубы, а из верхнего горизонта - в затрубное пространство.

Многопластовые месторождения можно разрабатывать различными системами.

1. Вначале разрабатывают верхние горизонты, а в последующем - более глубокие. Эту систему разработки, называемую "**сверху - вниз",** применяют в случае, если запасы верхних горизонтов и пластовые давления достаточны для обеспечения потребителей газом, а бурение нижних горизонтов связано со значительными капиталовложениями, техническими трудностями и прирост добычи с последних ожидается незначительный.

При этом следует изучать возможность использования эксплуатационных скважин верхнего горизонта для последующего добуривания их на нижележащие.

2. Вначале разрабатывают нижние горизонты, а затем верхние. Эту систему, называемую "**снизу - вверх",** применяют обычно для первого вида многопластовых месторождений, т.е. когда запасы газа в нижних горизонтах значительно превышают запасы верхних горизонтов, а давление в верхних горизонтах недостаточно для обеспечения бескомпрессорной подачи газа потребителям. Кроме того, эту систему разработки можно применять для понижения давления в нижних горизонтах до давления, отличающегося от верхнего на вес столба газа, т.е. когда месторождение первого вида следует превратить во второй. После этого можно одновременно эксплуатировать верхние и нижние горизонты, что позволяет исключить переток газа из нижележащих горизонтов в вышележащие при последующей их разработке.

3. Одновременная система разработки верхних и нижних горизонтов может быть осуществлена как раздельной эксплуатацией скважин с каждого горизонта, так и совместной эксплуатацией с применением пакеров или без них в одной скважине. Эта система позволяет получить требуемое количество газа с наименьшим числом скважин.

Разработка скважинами всех горизонтов наиболее удобна для месторождений второго вида. Систему эксплуатации ряда горизонтов в одной скважине можно применять в случае когда состав газа по различным горизонтам не отличается по содержанию сероводорода и когда крепость пород и их коллекторские свойства также примерно одинаковы, что не приводит к резкому различию предельно допустимых депрессий по отдельным горизонтам и выходу из строя большинства скважин вследствие быстрого обводнения одного из горизонтов.

При отсутствии изложенных условий такая эксплуатация ряда горизонтов в одной скважине может оказаться невыгодной.

Например, в верхнем пласте могут быть получены высокие дебиты при высоких депрессиях на пласт, так как пласт представлен крепкими породами. Нижний пласт сложен рыхлыми породами и может эксплуатироваться только при небольших депрессиях. Эксплуатация этих двух горизонтов в одной скважине приведет к тому, что нельзя будет допустить высокие депрессии, так как произойдет разрушение нижнего пласта, а следовательно, и не будет эффекта от эксплуатации их в одной скважине без разделения.

При эксплуатации в одной скважине одновременно нескольких горизонтов месторождений первого вида, когда давления отличаются между собой на давление гидростатического столба воды, может возникнуть переток газа из одних горизонтов в другие. При остановке скважины также будет наблюдаться переток газа. Поэтому во время эксплуатации без разобщения ряда горизонтов в одной скважине с целью получения наибольшего дебита следует учитывать все факторы в данных конкретных условиях.

Одновременная разработка с пакерами или отдельными скважинами позволяет широко использовать эжекцию газа для повышения давления газа, полученного из пластов с низким давлением.

Выбор системы разработки зависит от многих факторов: давления, запасов газа, параметров пласта, продвижения вод и допустимых рабочих дебитов с отдельных горизонтов, а также от состава газа. Если в одних пластах содержится в газе сероводород, а в других он отсутствует, то для транспортировки газа с сероводородом и без него нужны отдельные газосборные сети. Если в верхних пластах содержится сухой газ, а в нижних значительное количество конденсата, то условия эксплуатации каждого горизонта будут различными.

Выбор системы разработки определяется, исходя из технико-экономических показателей с учетом потребности в газе данного района.

# 6. Разработка газогидратных месторождений

Основная причина актуальности изучения газогидратных месторождений - рассмотрение углеводородов в качестве сырья, способного в будущем заменить нефть, запасы которой на Земле ограничены. Ежегодно концентрация метана в атмосфере вырастает на 1%. Не исключая антропогенные источники, исследователи связывают это с появлением большого количества участков подводной разгрузки метана. Газовые гидраты представляют собой твердые соединения молекул газа и воды, существующие при определенных давлениях и температурах. В одном кубометре природного гидрата содержится до 180 м3 газа и 0,78 м3 воды. Если раньше гидраты изучались с позиции технологических осложнений при добыче и транспорте природного газа, то с момента обнаружения залежей природных газовых гидратов их стали рассматривать как наиболее перспективный источник энергии. В настоящий момент известно более двухсот месторождений газовых гидратов, большая часть которых расположена на морском дне. Запасы газогидратов геологи оценивают, соотнося их с суммарным объёмом разведанных на сегодняшний день месторождений нефти, природного газа и угля. Их вывод таков: залежи метана на дне морей и океанов обладают вдвое большими энергоресурсами, чем все прочие ископаемые энергоносители вместе взятые

Самое первое упоминание о больших скоплениях газовых гидратов связано с Мессояхским месторождением, открытым в 1972 г. в Западной Сибири.

Наиболее показательным является пример другого предполагаемого гидратоносного района - северного склона Аляски (США). Долгое время считалось, что данный район имеет значительные запасы газа в гидратном состоянии. Так, утверждалось, что в районе нефтяных месторождений Прудо Бей и Кипарук Ривер имеется шесть гидратонасыщенных пластов с запасами 1,0-1,2 трлн м3. На данный момент подтверждена гидратоносность лишь двух месторождений природных гидратов, представляющих наибольший интерес с точки зрения промышленного освоения: Маллик - в дельте реки Макензи на северо-западе Канады, и Нанкай - на шельфе Японии. К промышленной разработке месторождения Нанкай намечается приступить в 2017 г.

Основные направления поиска газовых гидратов в России сейчас сосредоточены в Охотском море и на озере Байкал. Наибольший интерес учёных вызывают холодные моря Крайнего Севера и Крайнего Юга. Охотское море более 9-ти месяцев в году покрыто льдом, и поднимающийся со дна метан удерживается этим ледяным покровом. Весной, когда лёд начинает таять, в атмосферу в считанные недели уходят огромные массы метана. Учитывая важность метана как парникового газа, следует очень внимательно изучить влияние этих сезонных выбросов на глобальный климат. Это поможет разобраться в тенденциях и механизмах климатических изменений, происходящих на Земле".

Однако технологии, пригодной для широкомасштабной добычи этого бесценного клада со дна моря, до недавнего времени не существовало. Помимо низкой экономичности, есть и вторая проблема - безопасность. Залежи газогидратов располагаются на крутых склонах, на глубинах от 300 до 1000 метров и являются фактором, стабилизирующим морское дно в этих геологически-активных регионах. Широкомасштабная разработка месторождений может вызвать подводные оползни и, как следствие, разрушительные приливные волны - цунами. Кроме того, нельзя не считаться с возможностью аварийных выбросов огромных масс метана в атмосферу, что чревато грандиозной экологической катастрофой, не говоря уже об угрозе здоровью и жизни персонала, обслуживающего добывающее оборудование.

Считается, что в газогидратах углеводородного сырья содержится в 10 раз больше, чем в месторождениях нефти и газа. Тем не менее, их извлечение со дна морей и использование для промышленных целей к настоящему времени не имеет удовлетворительного решения. Трудности извлечения метана из газогидратов связаны с тем, что месторождения залегают на больших глубинах. Чтобы получить метан надо превратить газогидрат в газ, то есть разрушить его, и отобрать газ в емкости. Разрушение газогидрата выполняется повышением температуры, либо воздействием на пласт химическими реагентами. Но, несмотря на последние успехи геологоразведочного бурения и экспериментальных исследований гидратов в пористых средах, вопрос об экономически рентабельном способе добычи газа из гидратов остается по-прежнему открытым и требует дальнейшего изучения

# Список литературы

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, и газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. - М.: Струна, 1998
2. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1987
3. Коротаев Ю.Н., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. - М.: Недра 1984
4. Лалазарян Н.В. Нурбекова К.С. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Электронный учебник, Алматы: КазНТУ, 2002
5. Дополнительная литература
6. Вяхирев Р.И. и др. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений - М.: Недра, 2002
7. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Технология добычи природных газов. - М.: Недра, 1987
8. Гвоздев В.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Справочное пособие. - М.: Недра, 1989
9. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. - М.: Недра, 1992
10. Маргулов Р.Д., Вяхирев Р.И., Леонтьев И.А., Гриценко А.И. Разработка месторождений со сложным составом газа - М.: Недра, 1988
11. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А., Руководство по исследованию скважин. - М.: Наука, 1995
12. Джиембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. Учебное пособие для ВУЗов. - Алматы: 2005.
13. "Единые правила разработки нефтяных и газовых месторождений Республики Казахстан" утверждены постановлением Правительства РК от 18 июня 1996 г. N 745.
14. Программа развития газовой отрасли Республики Казахстан до 2010года.
15. Технологические правила при закачке углеводородных газов в продуктивные пласты месторождений углеводородов Республики Казахстан.
16. Журналы "Нефть и газ Казахстана", "Нефтегазовая вертикаль", "Газовая промышленность"
17. Интернет-ресурсы