Gubkin Oil & Gas University

Комплекс косвенных признаков техногенного характера существования природных газовых гидратов

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

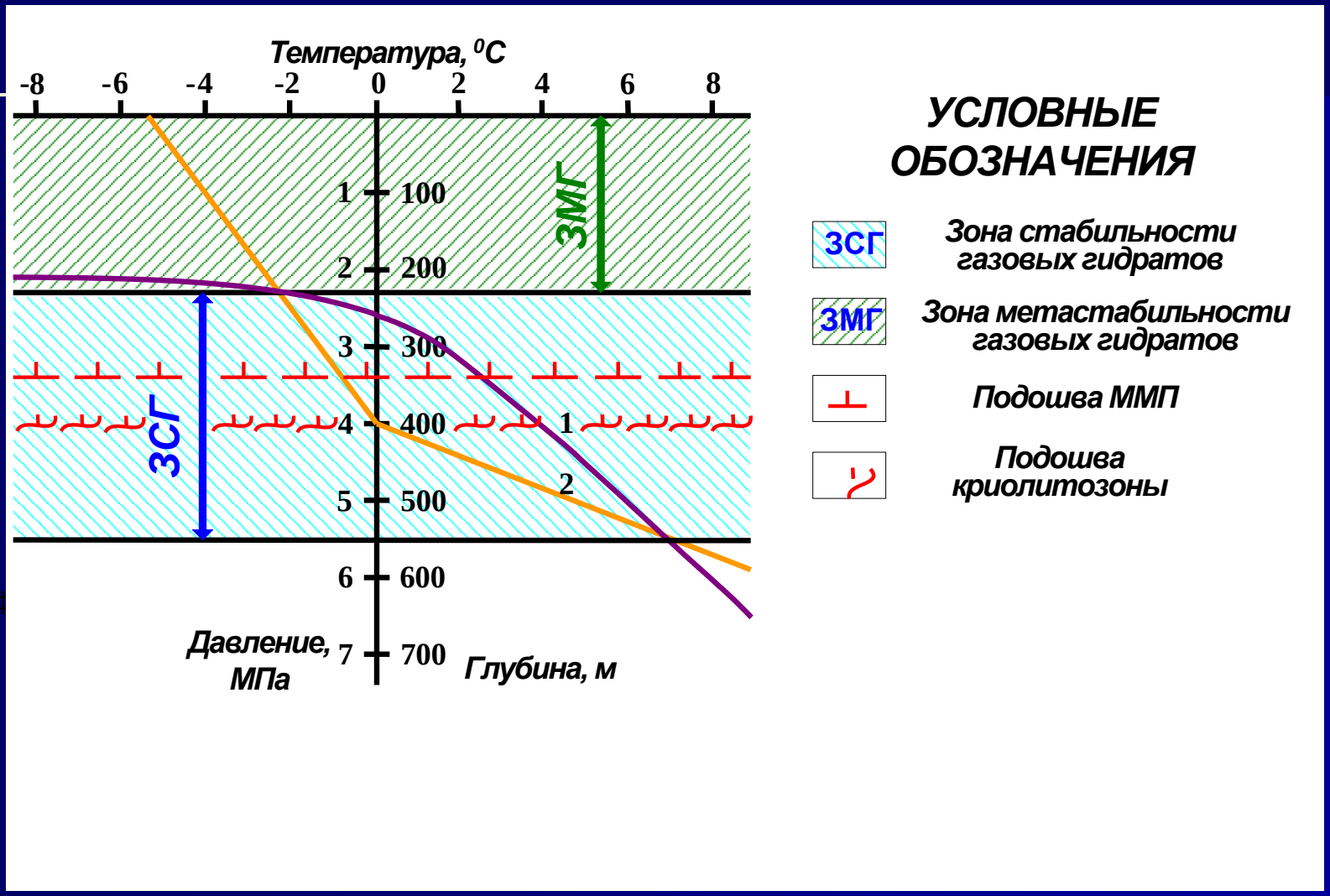
Васильева З.А.

- Перспективной ресурсной базой для развития топливно-энергетического комплекса страны являются месторождения Восточной Сибири. Газовые и газоконденсатные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными термобарическими характеристиками. Отличительной особенностью многих месторождений Восточной Сибири является наличие аномально высоких пластовых давлений, низкой температуры и присутствие в больших концентрациях сероводорода и углекислого газа, что создает благоприятные условия для гидратообразования при освоении скважин.

. Анализ термобарических условий месторождений западной части Сибирской платформы

- На территории выделены пять нефтегазоносных областей, для которых характерна низкая пластовая температура – от плюс 13 до плюс 43 °С;
- низкая величина геотермального градиента – от 0,93 (венд-рефей) до 1,48 (нижнее-бельские) при значительных колебаниях пластовых давлений.
- Существенное влияние на зону гидратообразования (ЗГО) оказывает аномально высокие пластовые давления (Кан = 1,21-1,43)
- присутствие в больших концентрациях в составе газов сероводорода, углекислого газа. увеличивающих температуру гидратообразования углеводородных газов (на 3-10 °С)

Условия существования внутримерзлотных и подмерзлотных скоплений газа



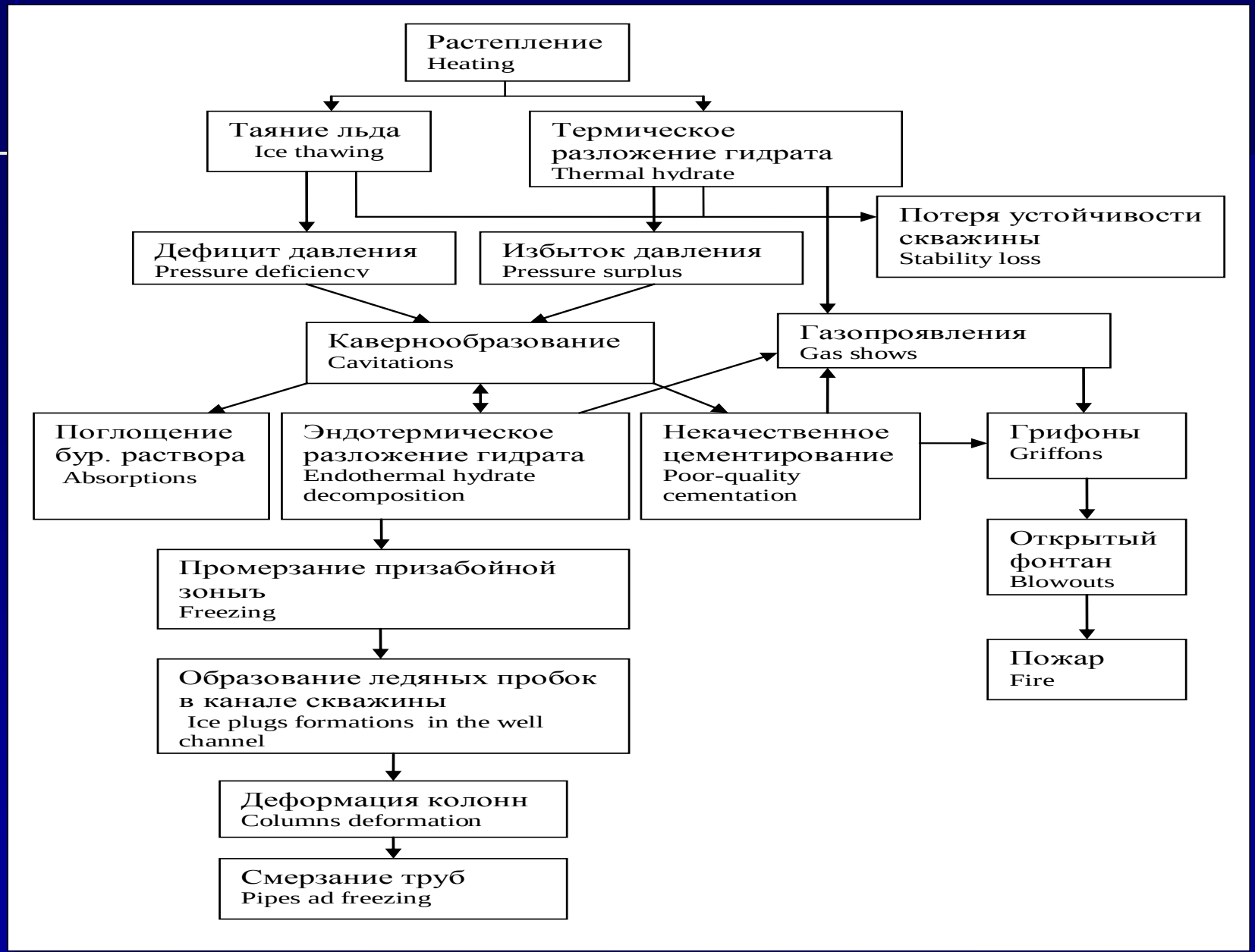
Граф

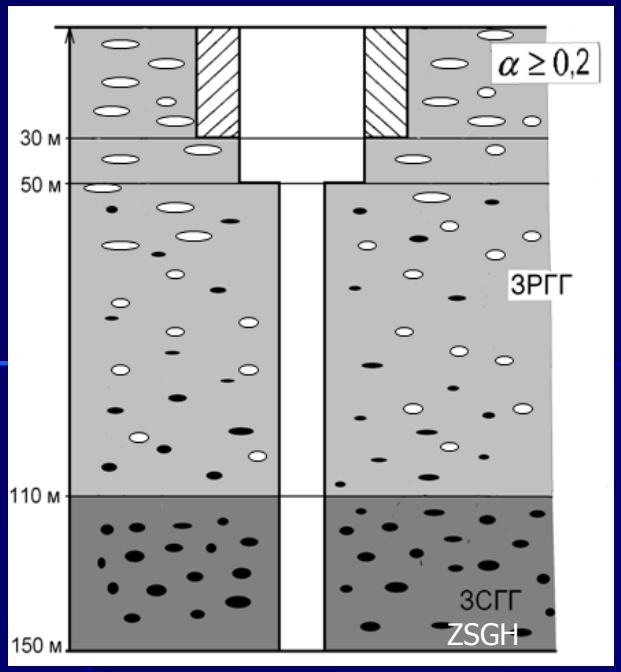
Анализ термобарических условий месторождений Енисей-Хатангского регионального прогиба

- В пределах **Енисей-Хатангской** нефтегазоносной провинции открыто 12 газовых и газоконденсатных месторождений, часть из которых уже эксплуатируется. Енисей-Хатаганский прогиб относится к северной мерзлотной зоне сплошного (по вертикали) распространения мерзлотных пород.
- Глубина залегания мерзлых пород по месторождениям колеблется от 210 до 700 метров (скважина № 375 В-Кубалахской площади). В пределах Сузунского и Пеляткинского месторождений мепзлота достигает 500 на Озерном – до 580 м.
- Аномально высокие пластовые давления отмечены в отложениях средней и верхней юры на Средне-Яровской и Восточно-Кубалахской площади. Коэффициенты аномальности изменяются от 1,269 до 1,6.
- Пластовые воды Елисей-Хатангского прогиба характеризуются низкой минерализацией. Минерализация вод горизонтов свиты колеблется в пределах от 5.4 до 17.5 кг/м3, а для отложений малышевской свиты – в пределах 4.5-13.6 кг/ м3

БУРЕНИЕ

Взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения





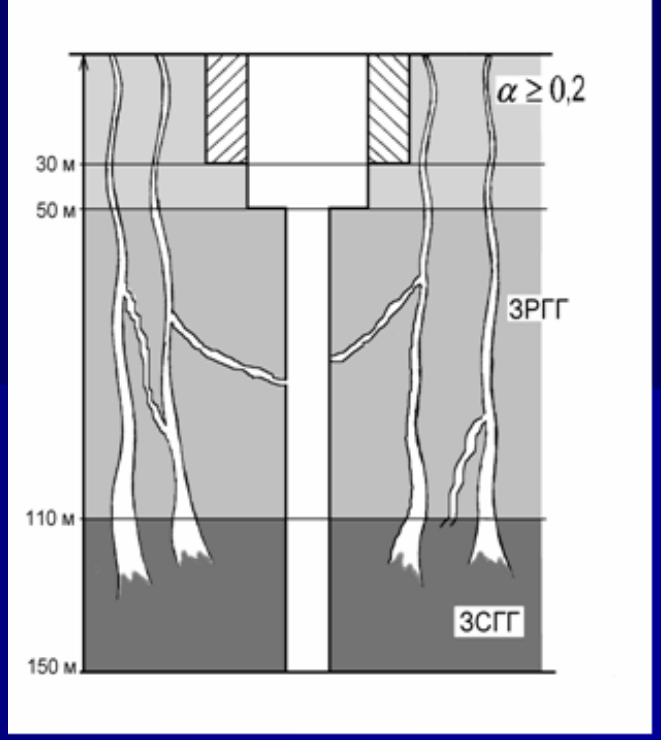
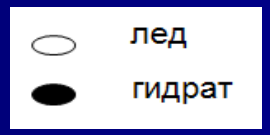


Схема образования каверн при термическом разложении газогидрата

Обозначения:

α - льдистость
ЗРГГ- зона реликтовых газогидратов
ЗСГГ- зона стабильности газогидратов



1.Развитие трещиноватости

- Таяние льда создает дефицит давления, а разложение газогидрата – избыток давления.
- Под воздействием большого градиента давления разрывы пласта приводят к интенсивному кавернообразованию.
- Продуктивные отложения Юрубченской группы месторождений характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью.
- Повышенное растрескивание пород наблюдается как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях.
- Большую роль играет кавернозность в повышении эффективной емкости доломитов.
- Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1-2 см друг от друга и более, вертикальные трещины - в 3-5 см.

2. Поглощение бурового раствора

- Если верхний слой не содержит плотных пород, образуются открытые каверны
- Через образовавшиеся каверны, в результате разложения гидрата, возможно поглощение бурового раствора даже с небольшой плотностью и создаётся **иллюзия АНПД** (которое изначально в пласте отсутствовало).
- Поглощения характеризуются резким нарушением циркуляции на выходе из скважины, изменением статического уровня бурового раствора на устье, либо полной потерей циркуляции.
- Основная часть поглощающих горизонтов приурочена к галогенно-карбонатной
- Интенсивность поглощений варьирует в широких пределах от десятков м3 до катастрофических.
- Статические уровни изменяются в пределах от 40 до 1700 м (скважина № 179 Берямбинская)

3. Газопроявления

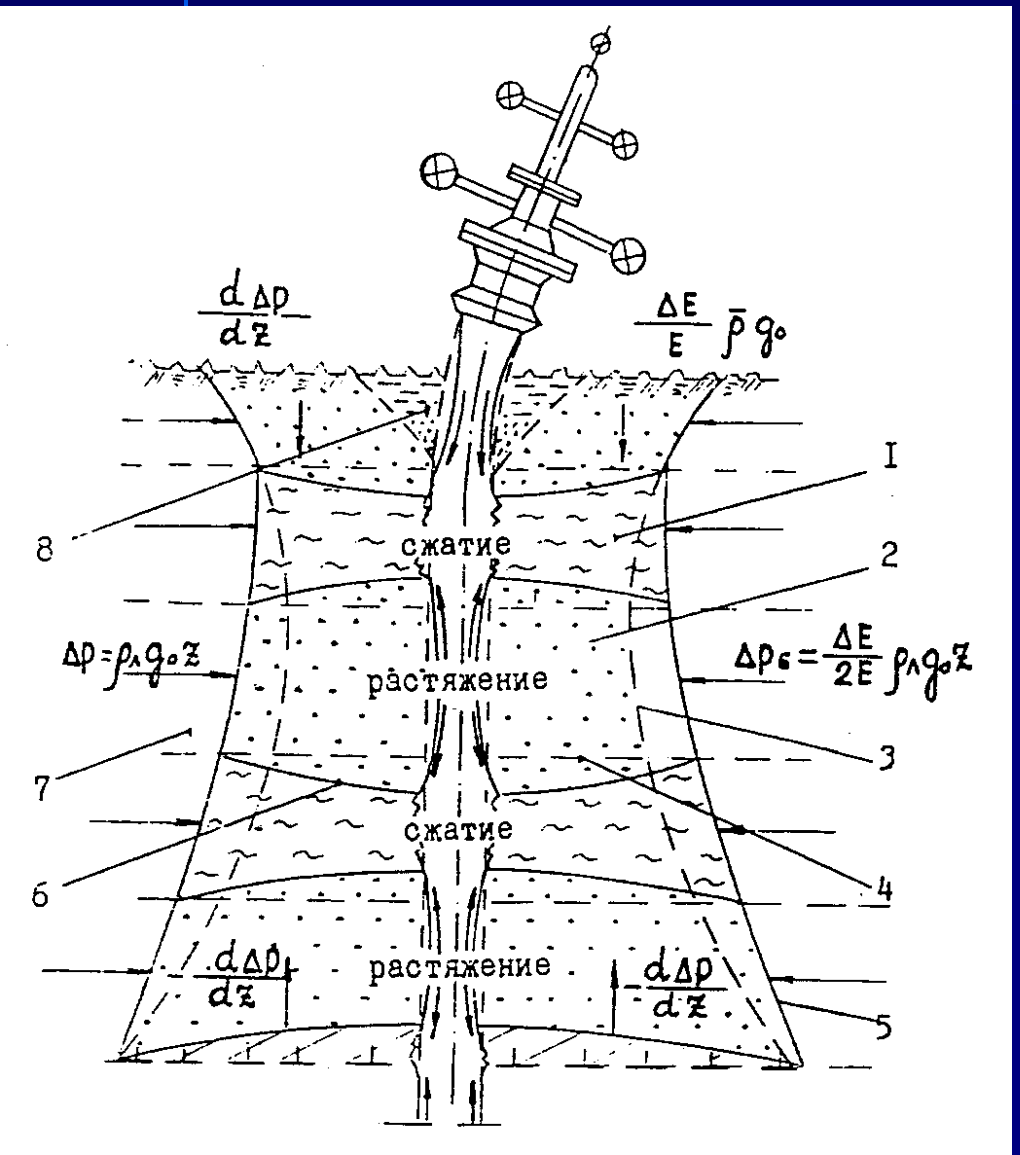
- Если верхний слой содержит плотные прослойки пород, образуются закрытые каналы, заполненные газированной водой
- В этом случае наиболее вероятен прорыв газа в скважину при высоком давлении, что может создать иллюзию АВПД.
- Аномально высокие пластовые давления приурочены к интервалам под мощными глинистыми слоями.
- В юрских отложениях Енисей-Хатангского прогиба отмечаются аномально высокие пластовые давления, что подтверждается газовыми выбросами при бурении скважины № 21 Соленинского газового месторождения.
- При бурении скважины № 1 Володинской площади на глубине 1424 м встречена газовая залежь с низкой пластовой температурой (плюс 13 С) и аномально высоким давлением, которое превышало гидростатическое на 7,2 МПа.
- Такое положение в пределах Южно-Тунгусской НГО наблюдается и по целому ряду других площадей.
- Коэффициенты аномальности пластовых давлений для отложений костинской свиты нижнего кембрия изменяются от 1,183 до 1,369.
- Для отложений байкитской свиты достигают 1,375 (скважина № 1, Анакитская площадь).

4.Гидратообразование

- Основной и наиболее сложной проблемой при строительстве скважин на месторождениях Красноярского края является повсеместное активное гидратообразование при бурении, освоении, испытании, глушении и эксплуатации скважин.
- Гидратообразование при бурении скважин в условиях Севера Красноярского края вызвано, в первую очередь, благоприятными термобарическими условиями, характеризующимися низкими пластовыми температурами основных продуктивных отложений в сочетании с аномально высокими пластовыми давлениями (Кан до 1,51).
- На месторождениях Елисей-Хатангского прогиба гидратообразование Происходит в интервалах глубин до 1470 м, на месторождениях западной части Сибирской платформы – до 2100 м.
- Образование гидратов сопровождалось закупоркой или прихватом бурильного инструмента, из-за чего в процессе бурения не доведены до проектной глубины и ликвидированы по техническим причинам 4 скважины (№ 2 Володинской, № 21, № 30 Солёнинской и № 8 Дерябинской площадей).

Механизм взаимодействия крепи скважины с оттаивающим мерзлым массивом

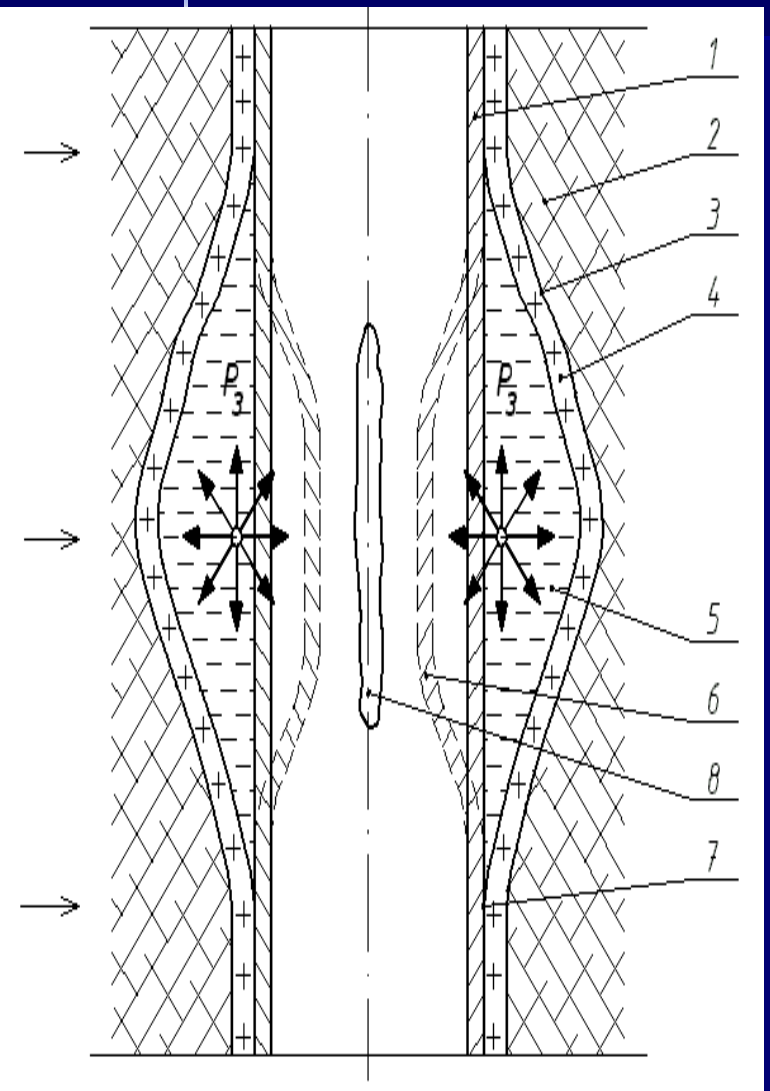
Аксиальные деформации обсадных колонн



1 – глина 2 – песок
3 – граница перемещения мерзлой зоны
4 – первоначальная граница залегания слоев 5,6
5 – граница протаивания мерзлого массива
6 – граница слоев после протаивания
7 – мерзлый массив
8 – воронка протаивания

Перераспределение эффективных Напряжений за счет диссоциации гидрата

Механизм смятия обсадной колонны в процессе обратного промерзания



1 – обсадная колонна 2 – мерзлые породы
3 – уширение стола скважины (каверна)
4 – одна из стадий периферийного образования льда
5 – «гидравлическая бомба»
6 – деформация смятия
7 – ледяная перемычка в суженном пространстве ствола
8 – трещина в теле обсадной трубы

Обратное промерзание гидратной пресной влаг
Может начаться без остановки скважины

Охлаждения призабойной зоны в результате диссоциации газогидрата

Моделирование процесса тепломассопереноса проведем как обобщение однофазной задачи Стефана с использованием объемной модели диссоциации гидратов

$$\frac{\partial T(c\rho)_\varphi}{\partial t} = m\rho_h q_h \frac{\partial a}{\partial t} + \lambda_\varphi \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial T}{\partial r}\right)$$

$$R_\bullet(t) < r < R^*(t)$$

$$(c\rho)_\varphi = \rho_c c_c(1-m) + \rho_w c_w ms + \rho_g c_g m(1-s-a) + ma\rho_h c_h$$

$$r_0 < r < R_\bullet$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_T \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial T}{\partial r}\right)$$

Гр. условие при $r=r_0$:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial r}\right)_+ = 0$$

Распределение температуры:

$$T = \begin{cases} T^0 & r_0 < r < R_* \\ T(t,r) & R_\bullet < r < R^* \\ T_0 & R^* < r < \infty \end{cases}$$

$$\frac{\partial T(c\rho)_\varphi}{\partial t} = m\rho_h q_h \frac{\partial a}{\partial t}$$

$$T(c\rho)_\phi\Big|_0^{t_*}(R-r_0) = m\rho_h q_h a\Big|_0^{t_*}(R-r_0)$$

1.Вода не замерзла

Баланс тепла для призабойной зоны радиуса *R* после прохождения фронта полной диссоциации гидрата

$$m\rho_h a_0 q_h (R-r_0) = \left[ms_0\rho_w c_w + m(1-s_0-a_0)\rho_g c_g + (1-m)\rho_r c_r + ma_0\rho_h c_h\right]T_0(R-r_0) -$$
$$-\left[ms^0\rho_w c_w + m(1-s^0)\rho_g c_g + (1-m)\rho_r c_r\right]T^0(R-r_0)$$

$$s^0\rho_w = s_0\rho_w + a_0\rho_{0w}$$

2. Вода замерзла частично

Если вода замерзла частично, тогда известна температура замерзания

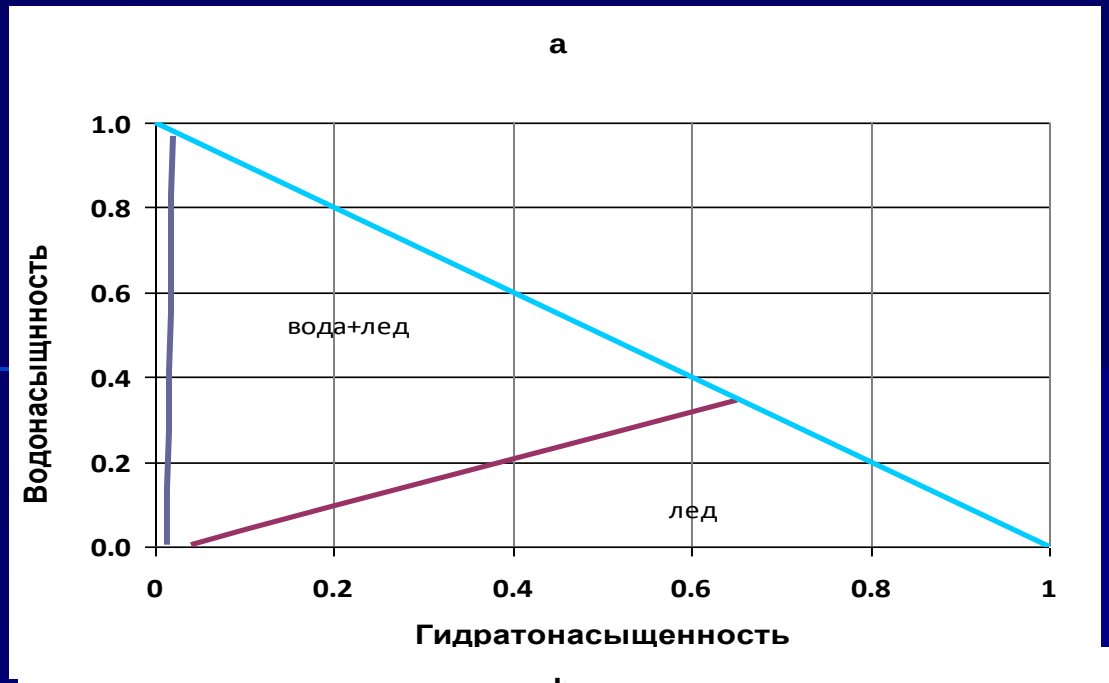
$$m(\rho_h a_0 q_h - \rho_i \nu^0 q_i)(R-r_0) = \left[ms_0\rho_w c_w + m(1-s_0-a_0)\rho_g c_g + (1-m)\rho_r c_r + ma_0\rho_h c_h\right]T_0(R-r_0) -$$
$$-\left[ms^0\rho_w c_w + m(1-s^0-\nu^0)\rho_g c_g + (1-m)\rho_r c_r + m\nu^0\rho_i c_i\right]T^0(R-r_0).$$

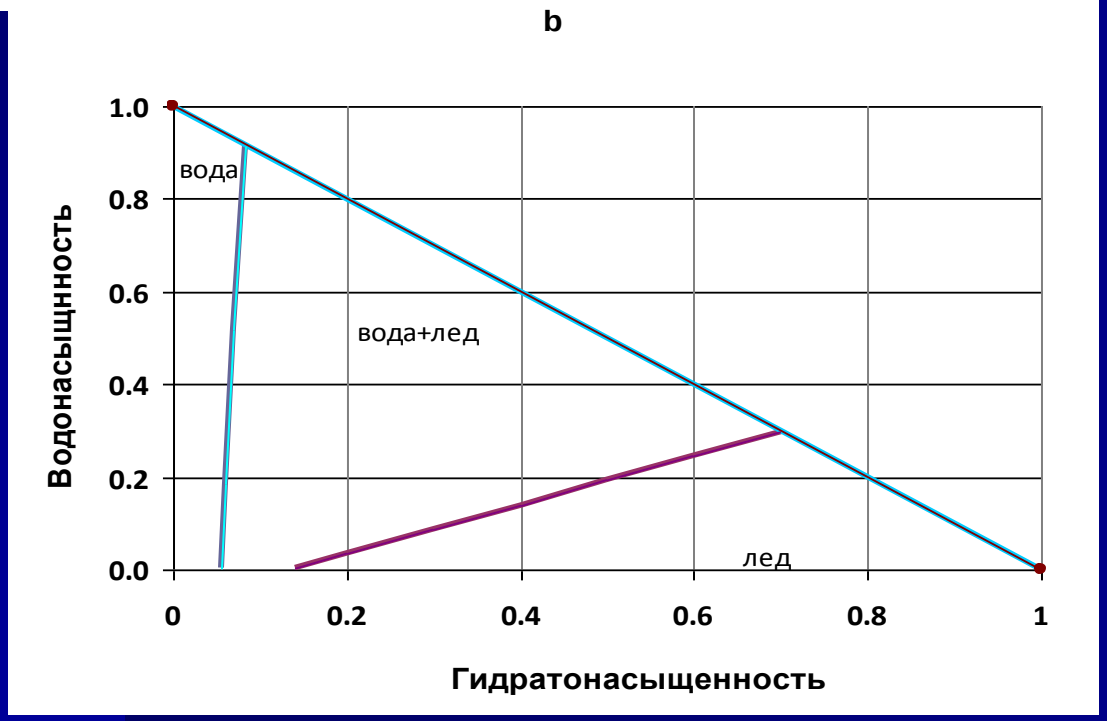
$$\nu^0\rho_i + s^0\rho_w = s_0\rho_w + a_0\rho_{0w},$$

3.Вода полностью замерзла

$$\nu^0\rho_i = s_0\rho_w + a_0\rho_{0w}$$

$$m(\rho_h a_0 q_h - \rho_i \nu^0 q_i)(R-r_0) = \left[ms_0\rho_w c_w + m(1-s_0-a_0)\rho_g c_g + (1-m)\rho_r c_r + ma_0\rho_h c_h\right]T_0(R-r_0) -$$
$$-\left[m(1-\nu^0)\rho_g c_g + (1-m)\rho_r c_r + m\nu^0\rho_i c_i\right]T^0(R-r_0)$$





Области различного фазового состояния после разложения гидрата в зависимости от начальных водонасыщенностей и гидратонасыщенностей

(а) при начальной температуре 0.5°С

(б) при начальной температуре 3°С

характерные осложнения при строительстве скважин в зоне ММП, влияющие на продольную устойчивость скважин Р.Газпром 2-3.2-305-2009

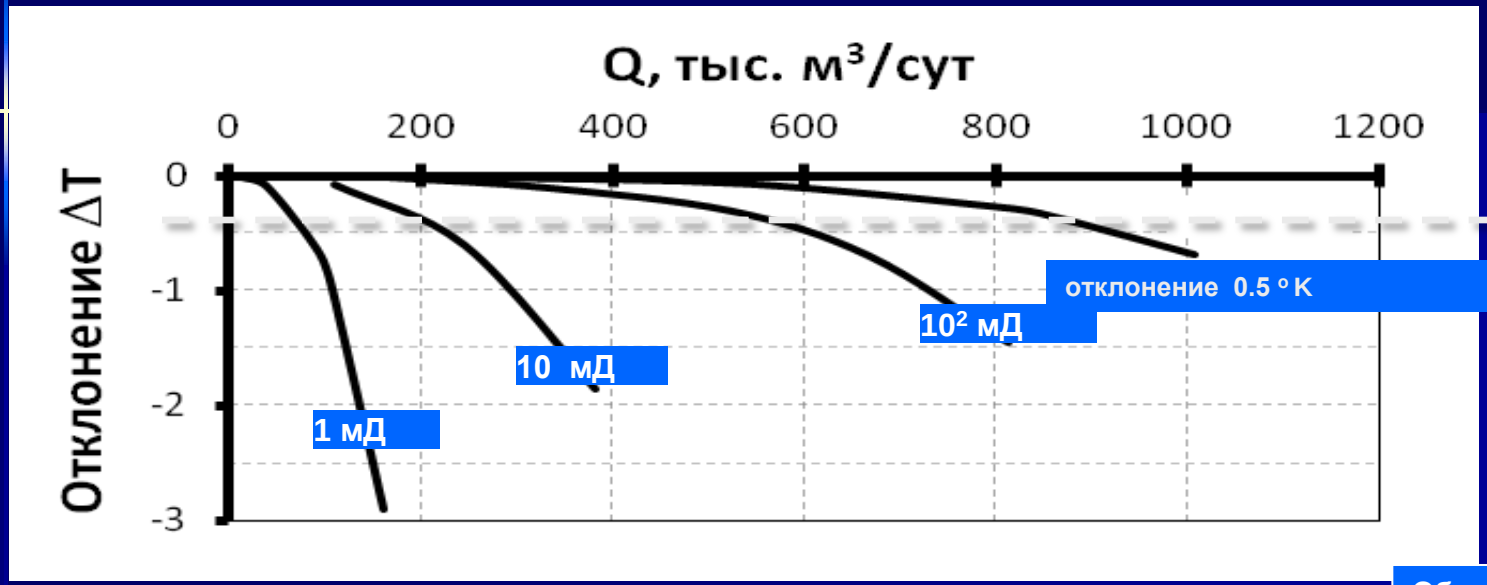
- Интенсивное кавернообразование в интервалах КЛЗ.
- поглощение бурового раствора с частичной или полной потерей его циркуляции, гидроразрыв пород, грифонообразование, протаивание и размыв пород за направлением и кондуктором.
- Проникновение бурового раствора в заколонное пространство соседних скважин на кустах, в том числе приводящих к их просадкам, подвижкам.
- Неполное заполнение цементом заколонного пространства. Образование и рост зазоров за цементным кольцом на его контакте с цементом.

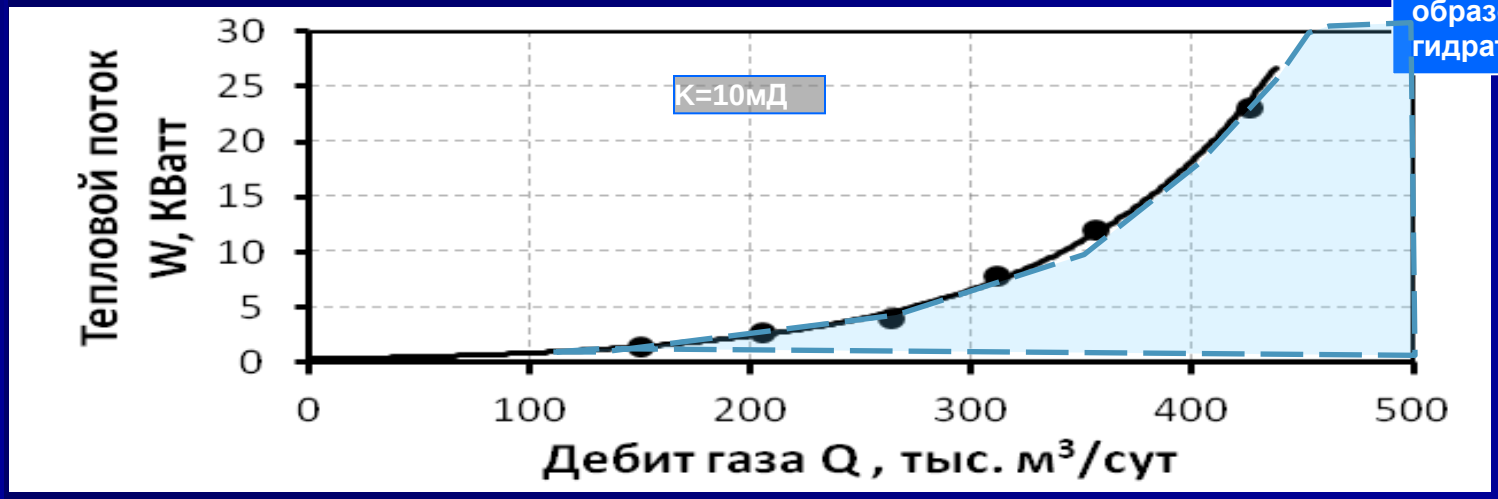
- К осложнениям при бурении, причиной которых могут являться природные газогидраты (методические рекомендации [Якушев, Истомин, 1989]) относят:
- - газопроявления, выбросы бурового раствора и породы;
- - потерю устойчивости ствола скважины.
- Проведенные исследования показали, что к ним можно добавить:
- - кавернообразование;
- - образование ледяных и гидратных пробок, смерзание бурового оборудования в интервалах с положительной пластовой температурой;
- - поглощение бурового раствора с небольшой плотностью;
- - газирование вокруг устья скважины в период, когда продуктивный газовый пласт еще не вскрыт;
- - некачественное цементирование.

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

-

- ВТОРИЧНОЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ
- Влияние эффекта Джоуля-Томпсона $\Delta T = T_{ДТ} - T_{без\ ДТ}$



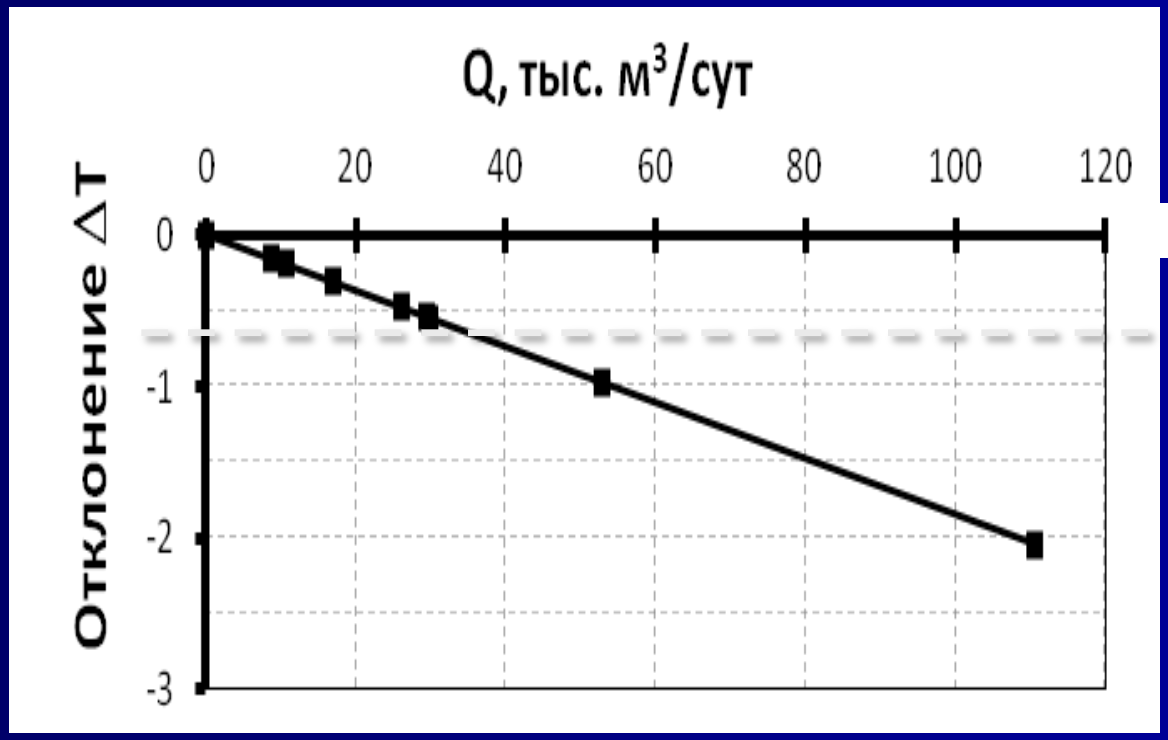


-

- **Влияние конвективного переноса тепла**

$$\Delta T = T_{конв} - T_{без\ конв}$$

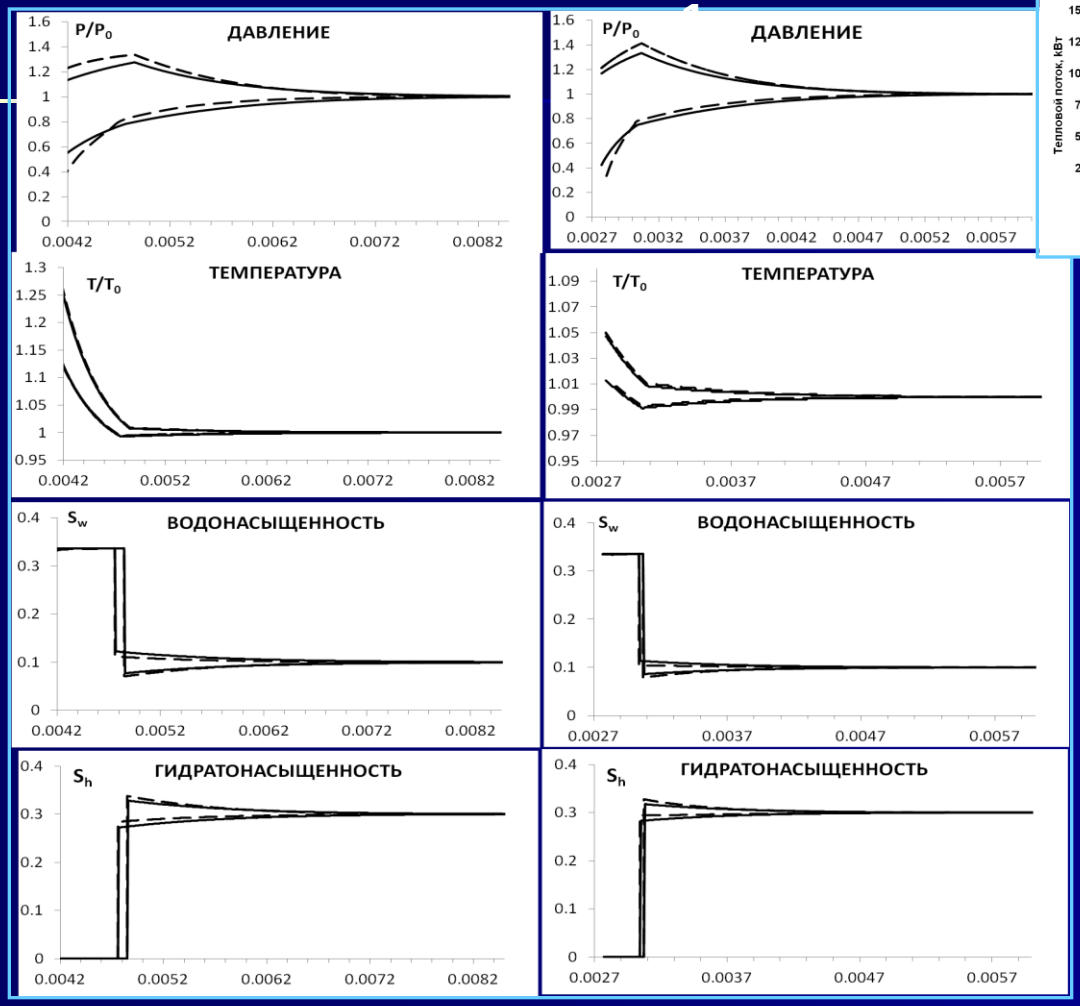
K=10мД

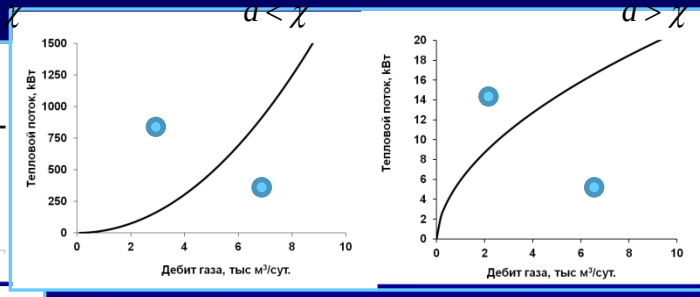


Анализ решения объемной задачи диссоциации

➢**Распределения давления, температуры и водонасыщенности и гидратонасыщенности при объемном режиме диссоциации**

высокая проницаемость $a < \chi$ Низкая проницаемость $a > \chi$

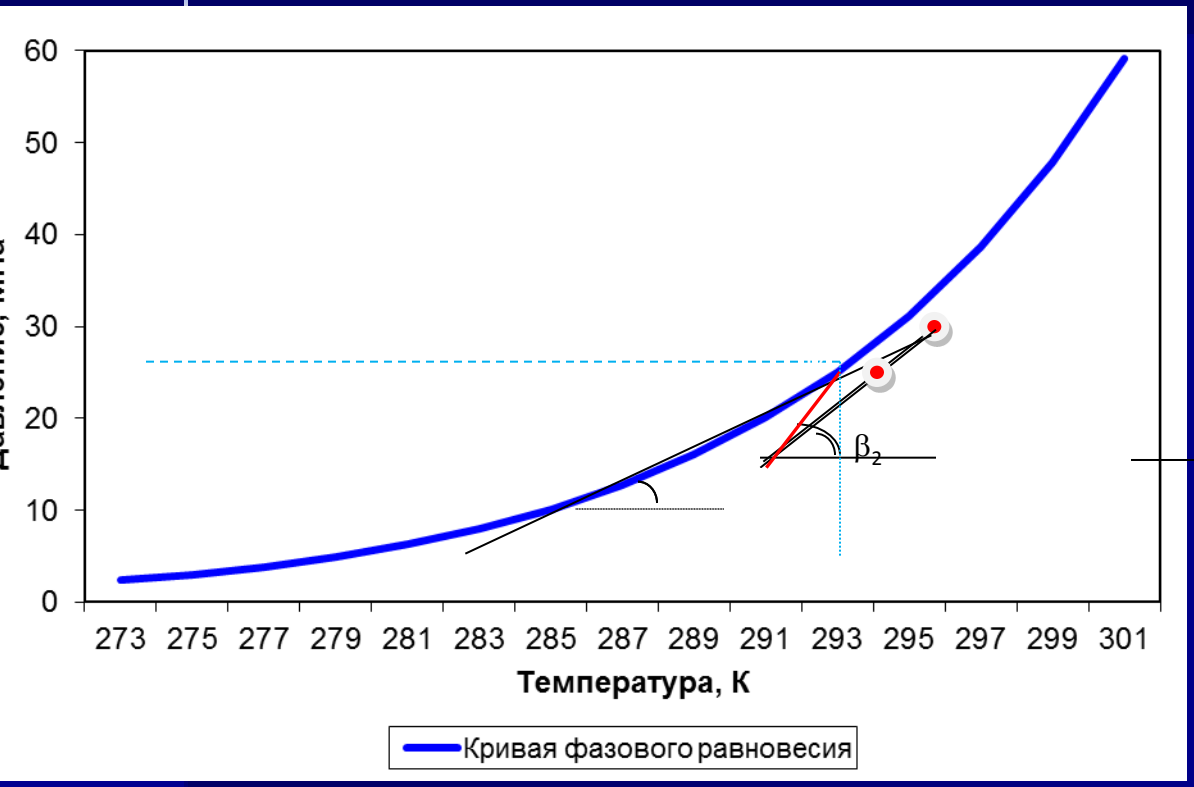




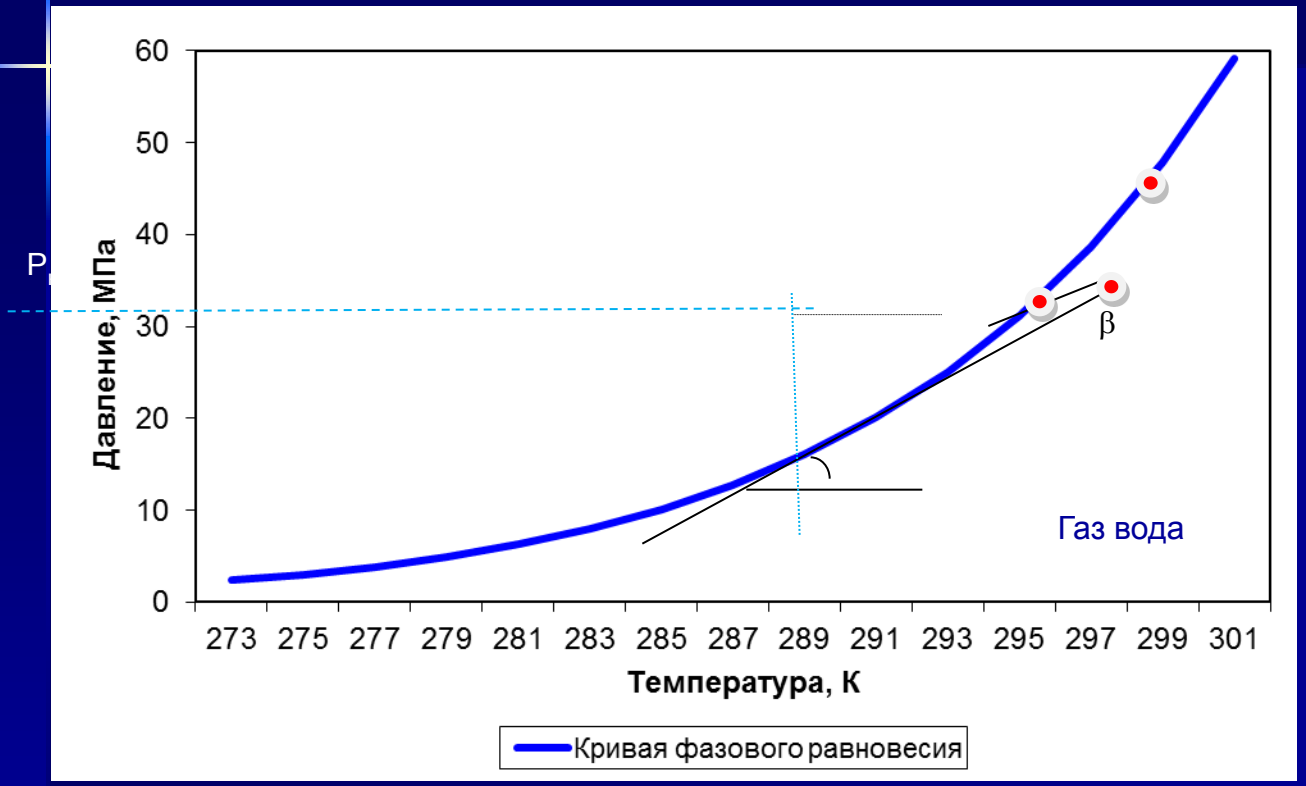
(1) *W*=820 КВатт *Qg* = 3 тыс м³/сут.
(2) *W*=240 КВатт *Qg* = 7 тыс м³/сут

(1) *W*= 15 КВатт *Qg* = 3 тыс м³/сут.
(2) *W*=5 КВатт *Qg* = 7 тыс м³/сут

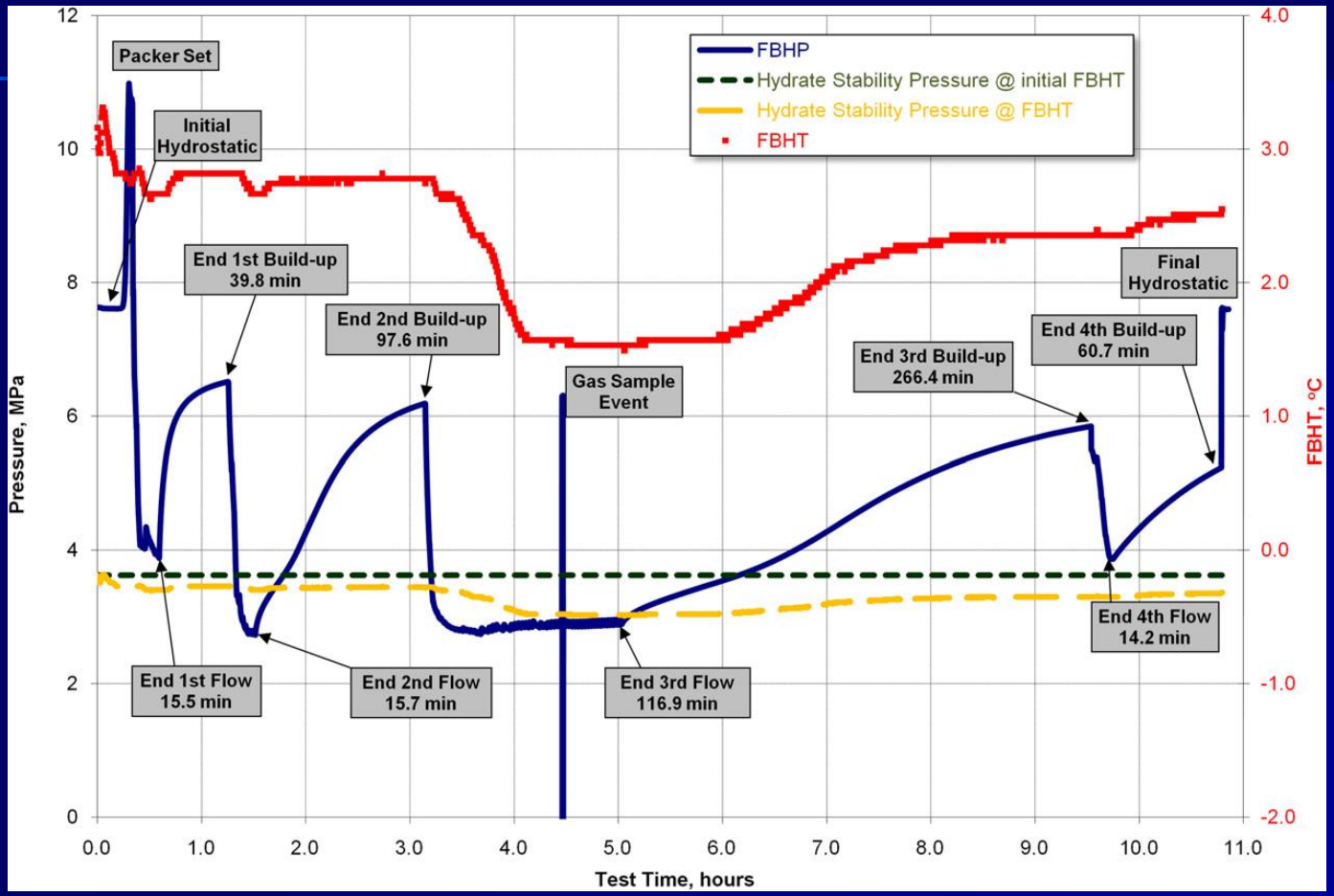
Исследование скважин газогидратных месторождений



Образование вторичных гидратов при снятии КСД

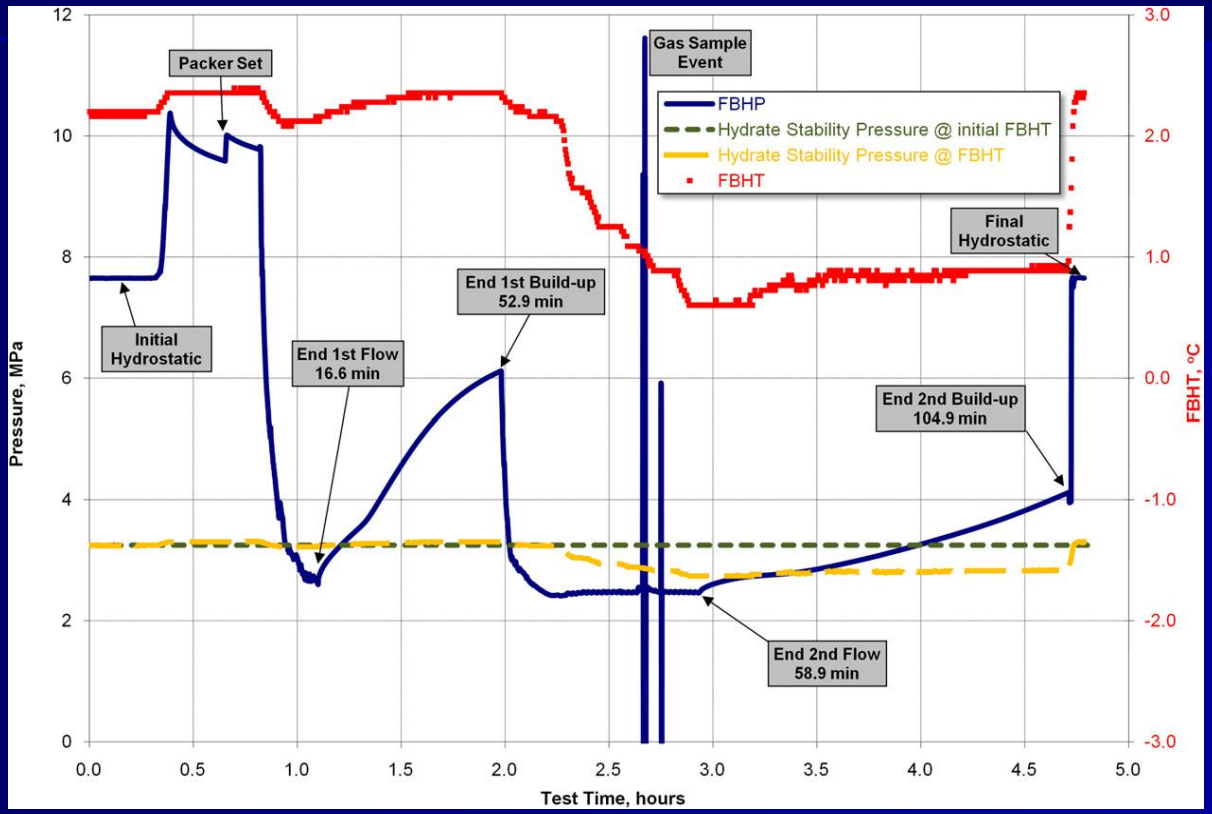


Исследование скважины Моунт Элберт газогидратного месторождения



Забойное давление (FBHP) и температура (FBHT) эксперимента C1
Желтая пунктирная линия - рассчитанное давление стабильности газогидрата по измеренным показаниям датчика температуры.

Исследование скважины Моунт Элберт газогидратного месторождения



Забойное давление (FBHP) и температура (FBHT) эксперимента C2
Желтая пунктирная линия - рассчитанное давление стабильности газогидрата по измеренным показаниям датчика температуры.

ВЫВОДЫ

- Проводить специализированные мерзлотно-параметрические исследования на полную мощность КЛЗ на предпроектной стадии освоения месторождения
- Раработать технологические решения по управлению мерзлотной обстановкой в течение всего периода эксплуатации

ВЫВОДЫ

- Для предупреждения осложнений необходимо контролировать термобарический режим бурящейся скважины и в окружающих породах.
- построение самосогласованных гидро-геомеханических моделей для описания многофазных физических процессов в пласте и скважине. описания геомеханических эффектов, связанных с перераспределением эффективных напряжений в пласте и окружающих породах
- В моделях необходимо учесть миграцию влаги, влияние на температуру замерзания гидратной воды

- Недостаточная геокриологическая изученность на наличие природных газогидратов, неуправляемость термодинамическим режимом в скважине и в окружающих породах являются причинами экстремальных техногенных явлений в процессе бурения и освоения скважин.

ВЫВОДЫ

- Интерпретацию результатов гидродинамических исследований скважин газогидратных месторождений на нестационарных режимах фильтрации рекомендуется проводить одновременно на кривых стабилизации давления (КСД) и кривых стабилизации температуры (КСТ) или на кривых восстановления давления (КВД) и кривых восстановления температуры (КВТ).

Fractured gas hydrate reservoirs -
NGHP Expedition 01
University of Alaska Fairbanks