

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.10>

УДК 622.279

# Фазовые превращения в газодобывающих скважинах Ковыктинского газоконденсатного и Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождений (Восточная Сибирь)

Ю.А. Герасимов<sup>1</sup>, В.Б. Крапивин<sup>1,2</sup>, В.А. Истомин<sup>1\*</sup>, В.Г. Квон<sup>1</sup>, Д.В. Сергеева<sup>3</sup>, А.А. Тройникова<sup>4</sup>,  
С.И. Долгаев<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия

<sup>2</sup>Химический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

<sup>3</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

<sup>4</sup>ООО «Газпром добыча Иркутск», Иркутск, Россия

Проанализированы основные характеристики Ковыктинского газоконденсатного месторождения (КГКМ) и Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ): пластовые температура и давление, состав газа, общая минерализация и ионный состав пластовой воды. Для КГКМ рассчитано влагосодержание пластового газа в равновесии с чистой и минерализованной водой, определены температурные профили типичной эксплуатационной скважины при различных дебитах газа, и дано сравнение с температурными профилями скважин ЧНГКМ. Проведен детальный анализ фазовых равновесий в системе «вода + газ + минеральные соли + метанол» в скважинах этих месторождений. Показано, что для скважин КГКМ в отсутствие выноса пластовой воды конденсация паров воды в насосно-компрессорных трубах (НКТ) скважины начинается не сразу, а на некотором расстоянии от забоя скважины, при этом пары воды конденсируются в жидкую воду. В верхней части НКТ ближе к устью скважины возможен режим гидратообразования. Тогда как для чаяндинских скважин содержащиеся в газе пары воды конденсируются в НКТ в гидратную фазу, минуя жидкую воду. При закачке метанола или водометанольного раствора (ВМР) на забой скважины картина фазовых превращений меняется. В НКТ скважин Ковыктинского ГКМ первоначально происходит полное испарение метанола в газовую фазу, а конденсация ВМР начинается выше по стволу скважины, защищая от гидратов устье скважины. В случае Чаяндинского месторождения при подаче метанола на забой метанол частично испаряется в газовую фазу, а пары воды конденсируются. При этом образуется разбавленный ВМР, который может интенсифицировать процесс гидратообразования. В случае выноса минерализованной пластовой воды в скважину конденсация паров воды из газа начинается сразу на забое, при этом концентрация солей в жидкости уменьшается. Для КГКМ концентрации солей тем не менее оказывается достаточно для самоингибирования скважин, тогда как для ЧНГКМ требуется дополнительная подача метанола. Также отмечены особенности выпадения нестабильного углеводородного конденсата и изменения его состава вдоль НКТ скважин этих месторождений.

**Ключевые слова:** Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Ковыктинское газоконденсатное месторождение, эксплуатационная скважина, газовые гидраты, пластовая минерализованная вода, метанол, влагосодержание газа, фазовые равновесия

**Для цитирования:** Герасимов Ю.А., Крапивин В.Б., Истомин В.А., Квон В.Г., Сергеева Д.В., Тройникова А.А., Долгаев С.И. (2026). Фазовые превращения в газодобывающих скважинах Ковыктинского газоконденсатного и Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождений (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 28(1), с. 32–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.10>

## Введение

Газоконденсатные месторождения Восточной Сибири характеризуются рядом особенностей, которые существенно влияют на термодинамические режимы работы газодобывающих скважин и возможные технологические

осложнения в насосно-компрессорных трубах (НКТ). В связи с этим представляет интерес детально проанализировать характер фазовых превращений добываемых флюидов в скважинах.

\* Ответственный автор: Владимир Александрович Истомин  
e-mail: [vlistomin@yandex.ru](mailto:vlistomin@yandex.ru)

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Термодинамические особенности Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ), такие как аномально низкая пластовая температура, высокая минерализация пластовой воды, образование гидратов в скважинах непосредственно из газовой фазы без конденсации капельной влаги, ранее были рассмотрены в работах (Истомин и др., 2022а–д; Крапивин и др., 2023). Эти особенности обеспечивают возможность длительного времени работы скважин в гидратном режиме при отсутствии выноса пластовой воды, поскольку образование гидратов в этом случае происходит медленно и преимущественно в более холодной центральной части потока газа, а не на стенках скважины. Тем не менее гидраты могут откладываться на стенках НКТ в виде «рыхлых отложений» при достаточно долгой эксплуатации скважин ЧНГКМ.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (КГКМ) имеет значительно более высокие пластовые температуры и большее влагосодержание газа. При движении газа по стволу НКТ скважины вначале происходит выпадение из газовой фазы конденсационной воды, а режим гидратообразования может достигаться только вблизи устья при остывании потока газа до  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и ниже. При этом пластовая вода имеет высокую минерализацию и схожий ионный состав, как на Чайндинском месторождении, и может выступать как ингибитор гидратообразования.

В настоящей работе проведен сравнительный анализ режимов работы скважин Чайндинского и Ковыктинского месторождений с учетом влияния выноса пластовой воды на гидратообразование. Рассмотрены фазовые равновесия в стволах скважин с участием таких компонентов как вода, метанол, минеральные соли, природный газ и газовый гидрат; изучено распределение фаз по стволу с учетом термобарического профиля типичных скважин ЧНГКМ и КГКМ.

### Сравнение основных характеристик Чайндинского и Ковыктинского месторождений

Приведем вначале основные характеристики ЧНГКМ и КГКМ, представляющие интерес в рассматриваемом в статье контексте.

1. Низкие пластовые температуры ( $9\text{--}12\text{ }^{\circ}\text{C}$  для ЧНГКМ и  $55\text{--}56\text{ }^{\circ}\text{C}$  для КГКМ). Начальные пластовые давления:  $12,5\text{--}13,5\text{ МПа}$  для ЧНГКМ и  $25\text{--}26\text{ МПа}$  для КГКМ. Для месторождений имеет место аномально низкое пластовое давление, причем коэффициент аномальности варьируется в пределах от 0,67 до 0,81.

2. Характерна низкая проницаемость пород продуктивных горизонтов, особенно для Ковыктинского ГКМ. Строение пород-коллекторов парфёновского горизонта КГКМ проанализировано в работе (Квон и др., 2022). Низкая проницаемость пород приводит к целесообразности проведения гидроразрывов на скважинах. Однако проведение гидроразрывов может приводить и к ряду негативных последствий (например, раннему появлению пластовой воды в продукции скважин).

3. Минерализованные пластовые и остаточные воды коллекторов относятся к хлоркальциевому типу, общая минерализация вод не ниже  $340\text{--}350\text{ г/л}$ , причем по отдельным горизонтам минерализация может достигать до  $400\text{--}420\text{ г/л}$ .

4. Низкий газоконденсатный фактор: содержание  $C_{5+}$  по ЧНГКМ на уровне  $15\text{ г/м}^3$ , а для КГКМ – в среднем  $45\text{ г/м}^3$ , причем давление начала конденсации углеводородов в пластах близко к начальному пластовому давлению. Поэтому уже в начальный период разработки газоконденсатных месторождений углеводороды могут начинать конденсироваться в призабойной зоне пласта и даже в НКТ скважин.

5. Для ЧНГКМ характерно наличие нефтяных оторочек, причем даже в чисто газоконденсатной части залежи возможно наличие пленки нефти в продуктивных коллекторах. В некоторых случаях это приводит к нефтепроявлениям ряда газоконденсатных скважин, что существенно влияет на процесс подготовки газа на установках низкотемпературной сепарации. Применительно к нефтегазоконденсатным залежам явление детально проанализировано в работах (Шандрыгин, Филоненко, 2022; Шандрыгин, Филоненко, 2024).

Отмеченные термодинамические характеристики рассматриваемых месторождений приводят к интересным особенностям фазовых превращений в системах добычи газа, начиная с призабойной зоны пласта.

Так, термодинамические расчеты (Истомин и др., 2022а, б) показывают, что продуктивные горизонты ЧНГКМ оказываются в зоне гидратообразования, если общая минерализация остаточной воды в коллекторе ниже  $\sim 200\text{ г/л}$ , в таком случае залежи этого месторождения относились бы к газ-газогидратному типу. Но поскольку значения минерализации вод находятся на уровне  $350\text{ г/л}$ , то гидратов в продуктивных горизонтах ЧНГКМ не имеется. Поэтому Чайндинское НГКМ, а также ряд других низкотемпературных месторождений Якутии с пластовой температурой на уровне  $9\text{--}15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , можно образно назвать «самоингибирующимися от гидратов месторождениями» благодаря высокой минерализации вод в коллекторах.

В призабойной зоне пласта (ПЗП) на Чайндинском НГКМ из-за эффекта Джоуля-Томпсона имеет место снижение температуры газа, поэтому при определенной депрессии на пласт появляются риски образования гидратов в ПЗП. Для расчетной оценки величин безгидратных депрессий специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была доработана термодинамика призабойной зоны пласта с учетом высокой минерализации остаточных вод коллектора и возможности их разбавления (из-за выпадения конденсационной воды) в призабойной зоне с попаданием фильтрующегося газа в зону гидратообразования. Расчетные значения безгидратной депрессии варьируются от  $1,0$  до  $1,4\text{ МПа}$  (Истомин и др., 2022а) в зависимости от пластовых температур и давлений, а также минерализации вод. Отметим, что эксплуатационные скважины основного продуктивного горизонта ЧНГКМ – ботубинского, как правило, работают с депрессией на пласт, не превышающей  $0,3\text{--}0,5\text{ МПа}$ , т.е. заведомо без образования гидратов в ПЗП. Тогда как для других продуктивных горизонтов этого месторождения не исключаются рабочие депрессии на пласт выше безгидратных. Но важно отметить, что процесс гидратообразования в ПЗП при депрессиях на пласт до  $2,5\text{--}3,0\text{ МПа}$  происходит достаточно медленно (из-за крайне низкого влагосодержания пластового газа), поэтому возможно проведение газодинамических

исследований скважин ЧНГКМ в широком диапазоне депрессий фактически без рисков искажения результатов.

В тоже время в призабойной зоне пласта Ковыктинского ГКМ гидратный режим в принципе невозможен (даже при реализации депрессий на пласт на уровне 5–7 МПа), что связано с достаточно высокой пластовой температурой и низким значением коэффициента Джоуля-Томпсона при давлениях газа выше 20 МПа. При этом стационарная (установившаяся) минерализация остаточной воды в коллекторе ПЗП также существенно уменьшается вблизи забоя скважины (при отсутствии выноса пластовой воды).

### Сравнение составов пластового газа и пластовой воды Чайндинского и Ковыктинского месторождений

Проанализируем составы пластовых газов и их равновесные влагосодержания. Усредненные составы пластового газа Чайндинского и Ковыктинского месторождений представлены в таблице 1.

Основные отличия состава пластового флюида Ковыктинского ГКМ от Чайндинского НГКМ: незначительное количество азота и существенное большее содержание конденсата (примерно в три раза). Попутно отметим, что сравнительный анализ физико-химических свойств газовых конденсатов различных месторождений Восточной Сибири представлен в статьях (Истомин, Федулов, 2013; Истомин и др., 2013). Отдельного рассмотрения заслуживает и вопрос влияния нефтяной оторочки на процесс разработки газоконденсатных залежей и добычи природного газа на Чайндинском НГКМ. Этот аспект описан в работах (Былков, Раскулова, 2017; Федулов и др., 2017; Буракова и др., 2013) и выходит за рамки настоящей работы.

Что касается химического состава остаточных и пластовых вод Чайндинского НГКМ, то в период эксплуатации месторождения он не анализировался, поскольку пластовой воды в газодобывающих скважинах еще не обнаружено. Поэтому приходится использовать данные по пластовым водам, полученные еще на стадии разведки месторождения: общая минерализация для разных продуктивных горизонтов варьируется в диапазоне 350–420 г/л (Чурикова и др., 2019). При этом соотношение катионов натрия/кальция в воде варьируется в широких

Компонент	Содержание, мол. %	
	ЧНГКМ	КГКМ
Метан	80,49	90,16
Этан	4,81	4,82
Пропан	1,47	1,10
и-бутан	0,16	0,24
н-бутан	0,32	0,36
и-Пентан	0,05	0,19
н-Пентан	0,04	0,15
ΣC <sub>6+</sub>	0,074	1,06
Диоксид углерода	0,004	0,04
Азот	11,94	1,6
Гелий	0,64	0,28

Табл. 1. Составы природных газов Чайндинского и Ковыктинского месторождений

пределах: от практически чистого раствора хлорида кальция до насыщенности воды хлоридом натрия вплоть до равновесия с выпавшим в пласте галитом. Наличие зон галитоотложений в пласте достаточно характерно для ЧНГКМ, что резко уменьшает проницаемость пород коллектора в этих зонах.

Парфеновские продуктивные горизонты Ковыктинского ГКМ также характеризуются высокой минерализацией остаточной воды в коллекторе, на уровне 340 г/л. Основными компонентами являются хлориды натрия, калия, кальция и магния. В небольших количествах присутствуют литий, аммоний, железо, а также бромиды, сульфаты и гидрокарбонаты. В настоящее время на ряде скважин Ковыктинского ГКМ уже имеют место водопрооявления (предположительно, это связано со спецификой проведения гидроразрывов), вариации ионного состава пластовых вод в настоящее время детально анализируются. Появление пластовой воды в продукции скважин приводит к рискам солеотложений в технологической цепочке: от НКТ скважин до технологического наземного оборудования.

Принятый для последующих расчетов модельный ионный состав пластовой воды КГКМ приведен в таблице 2.

Перейдем к обсуждению равновесного влагосодержания пластовых газов. Равновесное влагосодержание в пласте определяется температурой, давлением и минерализацией пластовой воды, с которой контактирует газ. Результаты расчетов влагосодержания газа Ковыктинского ГКМ в равновесии с чистой и минерализованной пластовой водой приведены на рисунках 1 и 2. Расчеты выполнены с использования уравнения состояния Cubic plus Association (CPA).

Расчеты влагосодержания пластовых газов ЧНГКМ приведены в работе (Истомин и др., 2022а). Значения влагосодержания составляют 90–120 г/1000 м<sup>3</sup> в зависимости от пластовой температуры газа.

Из-за наличия высокой минерализации остаточных вод коллекторов равновесное влагосодержание пластовых газов ниже примерно на 30% по сравнению с равновесным его влагосодержанием над чистой водой. Причем расчеты показывают, что коэффициент, характеризующий уменьшение влагосодержания (составляющий ~0,7), зависит главным образом только от общей минерализации воды в коллекторе, а не от вариаций ионного состава. Таким образом, ионный состав и общая минерализация пластовой воды Ковыктинского месторождения достаточно близки к воде Чайндинского НГКМ, но из-за более

Ион	Содержание	
	г/л	масс. %
Na <sup>+</sup>	35,7	2,9
K <sup>+</sup>	4,2	0,3
Ca <sup>2+</sup>	74,1	6,0
Mg <sup>2+</sup>	9,7	0,8
Cl <sup>-</sup>	218,2	17,6
Суммарно	341,9	27,6
Плотность, г/л	1239,6	

Табл. 2. Модельный состав пластовой воды Парфеновских горизонтов Ковыктинского ГКМ

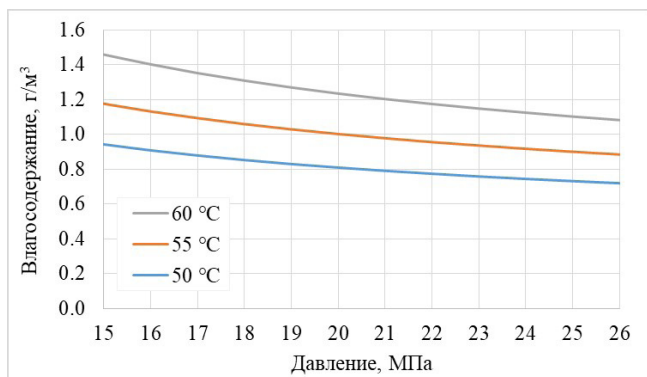


Рис. 1. Влагосодержание газа Ковыктинского газоконденсатного месторождения в зависимости от давления для равновесия «природный газ – чистая вода»

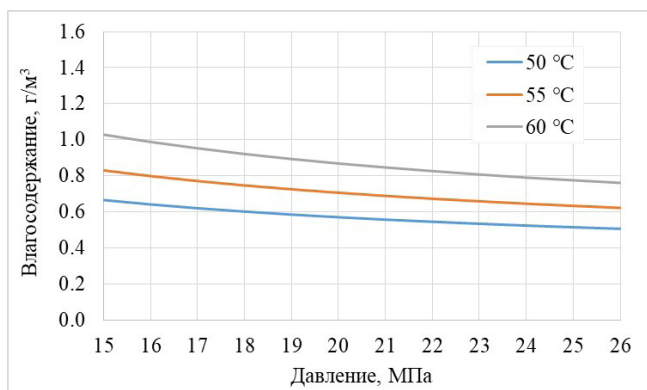


Рис. 2. Влагосодержание газа Ковыктинского газоконденсатного месторождения в зависимости от давления для равновесия «природный газ – минерализованная вода (340 г/л)»

высоких пластовых температур влагосодержание ковыктинского газа оказывается в 6–7 раз выше и составляет до 700 г/1000 м<sup>3</sup>.

В то же время в случае выноса минерализованной воды в скважину ингибирующего действия солей в воде может хватать для обеспечения безгидратного режима скважины Ковыктинского месторождения. Оценка влияния минеральных солей на условия гидратообразования детально описана в работе (Тройникова и др., 2022).

### Термобарические характеристики эксплуатационных скважин Ковыктинского ГКМ

Моделирование и анализ термобарических режимов работы скважин Чайнинского НГКМ представлены в работах (Истомин и др., 2022b, c). Здесь приведем расчеты температурных профилей типичной газодобывающей скважины Ковыктинского месторождения. На КГКМ геотермический градиент в среднем составляет 1 °С/100 м. Зависимость температуры пород от глубины представлена на рисунке 3. Температура газа на устьях скважин в зависимости от дебита может варьироваться в диапазоне 15–25 °С, а в среднем составляет около 20 °С. Эксплуатационные скважины имеют вертикальный, наклонный и горизонтальный участки. Вертикальная часть ствола типичной скважины составляет 1400 м, а кровля пласта находится на глубине 3250 м.

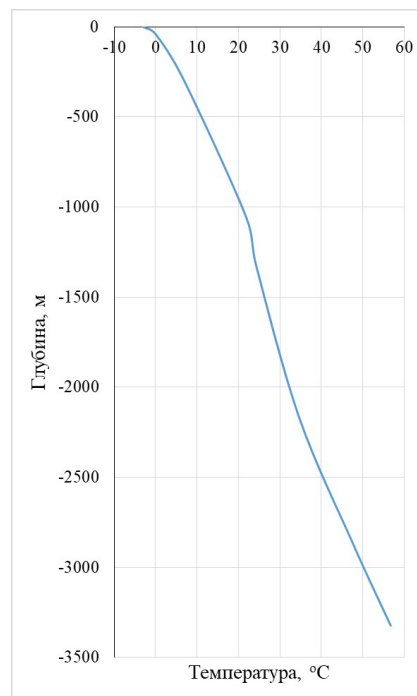


Рис. 3. Температура вмещающих пород в зависимости от глубины для Ковыктинского ГКМ

На рисунке 4 представлены расчетные температурные профили типичной скважины с наложенными кривыми гидратообразования при равновесии с чистой водой. Расчеты выполнены с использованием моделирующего комплекса PIPESIM.

На начальном этапе, согласно проекту разработки, вынос пластовой воды отсутствует (однако в настоящее время на ряде скважин этого месторождения имеют место активные водопроявления). При отсутствии выноса пластовой воды на нижнем участке ствола скважины конденсационная вода еще не выпадает (что обусловлено высокой минерализацией остаточной воды в продуктивном горизонте), а выпадение из газа конденсационной воды начинается в НКТ с глубины ~2500 метров. На рисунке 4 также отмечена глубина, на которой установлен ингибиторный клапан – 1200 м.

Из температурных профилей следует, что на начальном этапе разработки в гидратную область может попадать только верхний участок ствола и устье скважины. Тогда как гидратообразование в нижней части ствола (ниже ингибиторного клапана) и тем более в ПЗП исключается по термодинамическим соображениям. При увеличении дебита устьевая температура сначала повышается, и скважина оказывается полностью в безгидратном режиме. Однако при очень высоких дебитах (более 1 000 000 м<sup>3</sup>/сут) температура на устье вновь уменьшается из-за сильного влияния дроссель-эффекта, поэтому верхняя часть ствола снова попадает в гидратный режим.

### Сравнение режимов работы скважин Чайнинского и Ковыктинского месторождений

Как выше отмечалось, из-за высокой минерализации пластовой воды газ попадает в скважину частично подсушенным, т.е. имеет более низкое содержание воды, чем

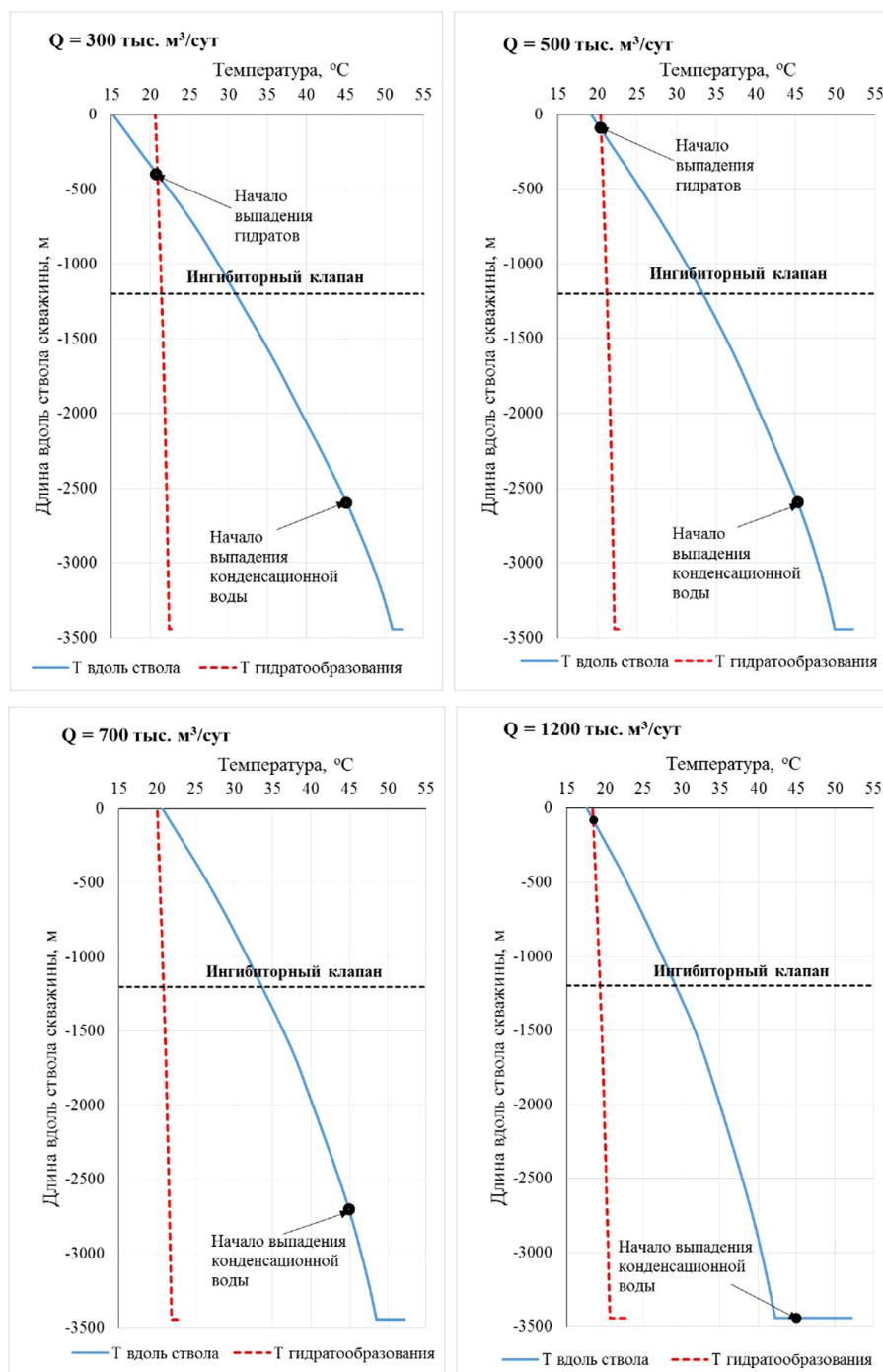


Рис. 4. Температурные профили типичной скважины Ковыктинского ГКМ для разных дебитов. Область гидратообразования расположена слева от пунктирной линии (кривой гидратообразования).

влажностное содержание в условиях ПЗП при равновесии с чистой водой. Поэтому при отсутствии выноса пластовой воды скважиной эффекты, связанные с конденсацией водной фазы из газа в форме капельной влаги или газового гидрата, начнут проявляться выше фильтровой части скважины при достаточном понижении температуры пластового флюида. Как было показано ранее (Истомин и др., 2022b), на Чайядинском НГКМ в стволах скважин происходит образование гидратов из паровой фазы, минуя конденсацию жидкой воды (рис. 5).

Сравнивая графики на рисунках 4 и 5 можно отметить следующие особенности работы скважин.

1) На Ковыктинском месторождении при повышении дебита степень охлаждения газового потока при его движении по стволу скважины уменьшается, т.е. возрастает устьевая температура. Тогда как для Чайядинского месторождения характерна обратная тенденция. Это обусловлено различным характером теплообмена с вмещающими породами: на Ковыктинском ГКМ пластовый газ имеет высокую температуру и при движении по насосно-компрессорной трубе охлаждается как за счет дроссель-эффекта, так и за счет теплопередачи с горными породами. Тогда как на Чайядинском НГКМ из-за anomalously low reservoir temperature and anomalously low geothermological

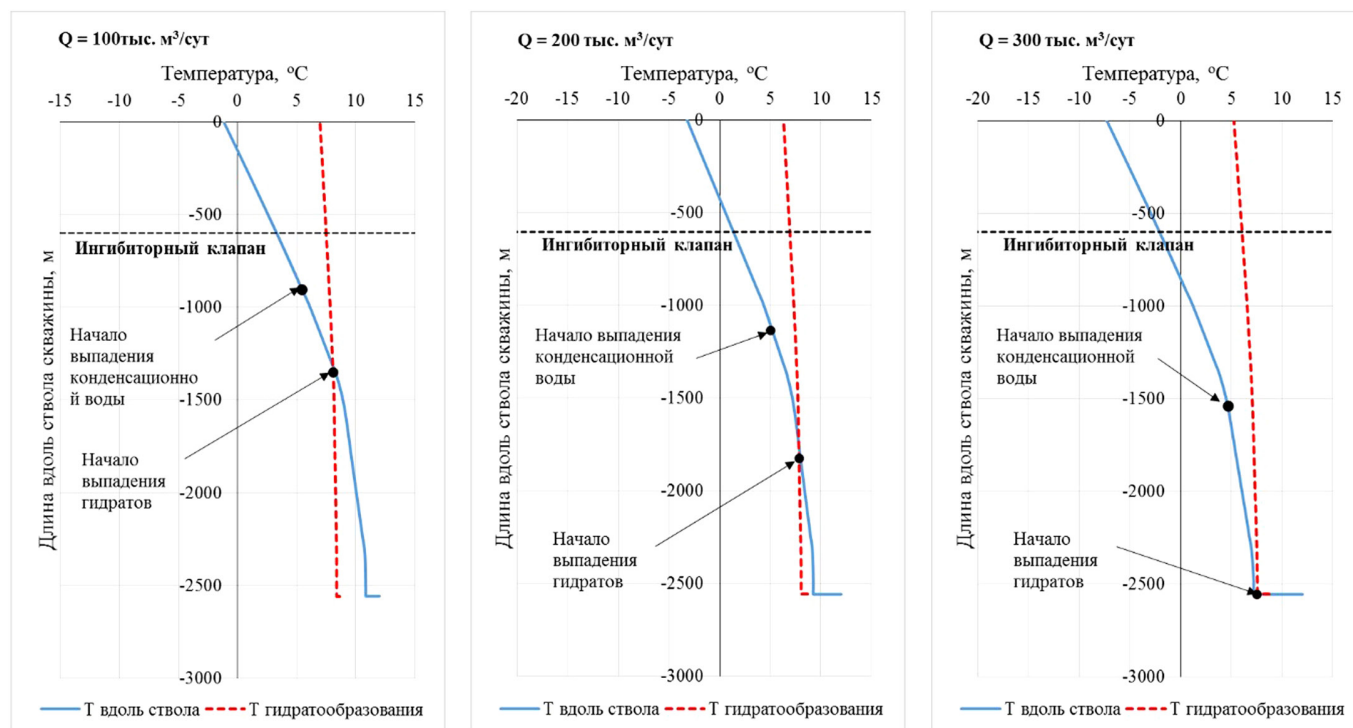


Рис. 5. Температурные профили низкодебитной скважины Чайядинского НГКМ для трех режимов работы. Область гидратообразования расположена слева от пунктирной линии (кривой гидратообразования).

градиента теплообмен движущегося в стволе скважины флюида с породами практически отсутствует, и здесь ключевую роль играет дроссель-эффект, который тем больше, чем больше перепад давления и, соответственно, дебит газа.

2) На обоих месторождениях газ в пласте контактирует с высокоминерализованной водой и поступает в скважину частично осушенным. В случае Ковыктинского ГКМ пластовое влагосодержание газа достаточно высокое, и жидкая вода начинает конденсироваться из газа на большой глубине, а гидратообразование из капельной влаги возможно только вблизи устья скважины. На Чайядинском НГКМ из-за крайне низкого влагосодержания газа (связанного с низкими пластовыми температурами) вода начинает выпадать из газовой фазы сразу в виде газового гидрата. А расчетная точка конденсации жидкой воды (при условии, что гидрат не образуется) оказывается по стволу скважины выше гидратной точки.

Указанные особенности Чайядинского месторождения обуславливают очень низкую скорость гидратообразования в стволах скважин даже на повышенных дебитах, как это детально описано в работе (Истомин и др., 2022d). Однако при попадании жидкости в скважину (например, из-за выноса пластовой воды или при закачке ингибитора гидратообразования) происходит резкая интенсификация процесса образования гидратов. Так, в случае подачи недостаточного для предупреждения гидратообразования количества метанола он будет испаряться в газовую фазу, вызывая частичную конденсацию паров воды, и скважина окажется в режиме гидратообразования. Вынос небольшого количества минерализованной пластовой воды также будет способствовать образованию гидратов, поскольку антигидратного эффекта солей будет недостаточно,

а появление жидкой воды в системе изменит условия гидратообразования.

Далее проведем детальный анализ фазовых равновесий, происходящих в типовых скважинах Чайядинского и Ковыктинского месторождений при закачке метанола, водометанольного раствора (ВМР) и при наличии выноса пластовой воды.

На рисунке 6 представлены распределения влагосодержания газа и количества водной фазы по стволу скважины Чайядинского месторождения для различных режимов работы. При расчетах допускалось, что закачка ВМР или вынос пластовой воды практически не влияют на термобарический профиль скважины.

Графики на рисунке 6 показывают, что при отсутствии поступления жидкости (ВМР или пластовой воды) в скважину влагосодержание газа остается постоянным до глубины ~2000 м (рис. 6б), т.е. конденсации воды из газа не происходит. Затем, начиная с глубины ~1900 м, начинается конденсация паров воды из газа. Как было показано на рисунке 5, вода выпадает сразу в виде газовых гидратов (минуя стадию жидкой воды).

При закачке метанола или его водного раствора на забой скважины происходит испарение метанола в газовую фазу с одновременной конденсацией воды из газа. При этом концентрация метанола в жидкой фазе существенно уменьшается. Так, при подаче на забой 250 г/1000 м<sup>3</sup> чистого метанола его концентрация в жидкой фазе уменьшается до 16 масс. % за счет испарения метанола и одновременного выпадения конденсационной воды (рис. 7а, красная кривая). При закачке 500 г/1000 м<sup>3</sup> метанола его концентрация на забое оказывается уже 29 масс. % (рис. 7а, оливковая кривая). Причем при движении флюида к устью скважины концентрация метанола

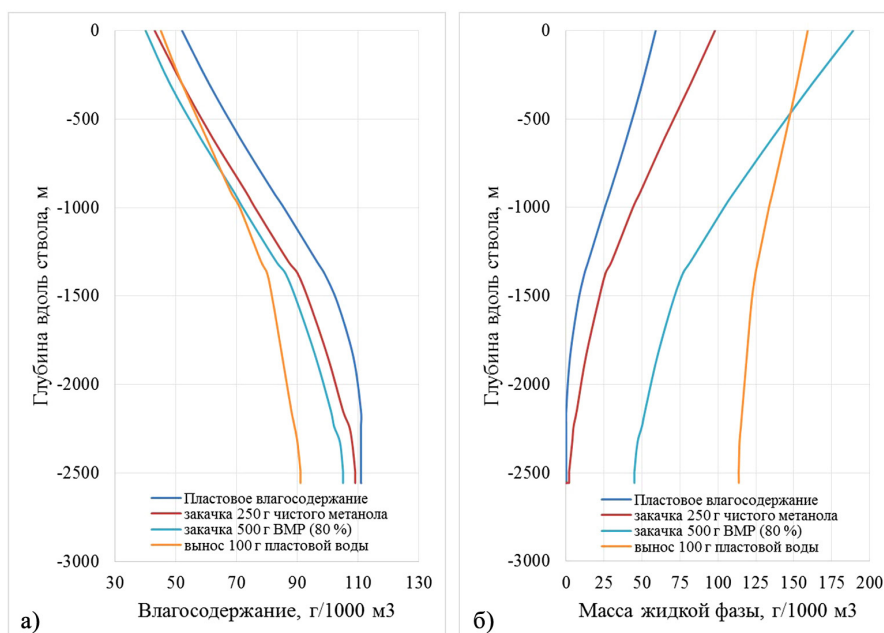


Рис. 6. Распределение влагосодержания газа (а) и водной фазы (б) по стволу скважины Чаюндинского месторождения для дебита 300 тыс. м³/сут

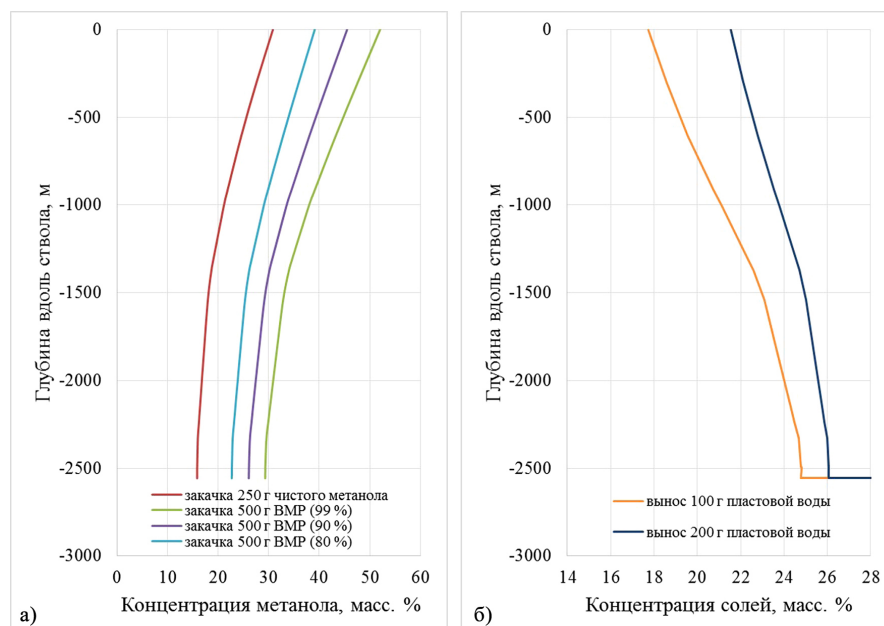


Рис. 7. Распределение концентрации метанола (а) и солей (б) в жидкой фазе по стволу скважины Чаюндинского месторождения для дебита 300 тыс. м³/сут

увеличивается за счет его конденсации из газа при его охлаждении. Таким образом, чтобы полностью исключить процесс гидратообразования в стволе, необходимо достичь рабочей концентрации метанола в точке трехфазного равновесия «природный газ – ВМР – гидрат», которая может располагаться на разной глубине в зависимости от режима работы скважины, в том числе на забое.

Далее рассмотрим влияние выноса скважиной пластовой воды на фазовые превращения в НКТ. При выносе пластовой воды с минерализацией на уровне 350 г/л (28,2 масс. % солей) сразу начинается конденсация воды из газовой фазы (рис. 7б) из-за охлаждения флюида на забое скважины в результате дроссель-эффекта. При этом конденсационная вода разбавляет пластовую,

и концентрация солей в растворе уменьшается. Здесь может реализовываться режим «самоингибирования», когда гидратообразование на устье скважины подавляется за счет высокой концентрации солей. Расчеты показывают, что такой эффект возможен при выносе пластовой воды более 250 г/1000 м³ и устьевой температуре газа не ниже (-2)–(-3) °С (Истомин и др., 2022с).

Теперь обсудим фазовые превращения в скважине Ковыктинского месторождения при различных режимах ее работы. Зависимость содержания воды в газе и общего количества жидкой водной фазы от глубины по стволу скважины представлена на рисунке 8.

Как видно на рисунке 8а, в отсутствие выноса пластовой воды конденсация жидкости начинается с глубины

~2400 м. При закачке метанола в удельном количестве 500 и 1000 г/1000 м<sup>3</sup> происходит его полное испарение в газовую фазу. Точка начала конденсации жидкости практически не зависит от количества закачиваемого метанола. В случае выноса пластовой воды конденсация жидкости начинается сразу при движении газа по стволу из-за его охлаждения. На рисунке 9 показано распределение концентрации метанола и солей в жидкой фазе по стволу скважины.

Из-за достаточно высокого влагосодержания пластового газа даже при закачке больших удельных количеств метанола его концентрация в жидкой одной фазе

оказывается небольшой. Так, при закачке 500 г/1000 м<sup>3</sup> концентрированного метанола в точке начала конденсации его концентрация составит всего 5 масс. %, а при закачке 1000 г/1000 м<sup>3</sup> – 10 масс. % (рис. 9а). На устье концентрация составит 16 и 29 масс. %, соответственно. Тогда как из-за большого выноса пластовой воды, наблюдающегося на Ковыктинском ГКМ, концентрация солей в водной фазе в НКТ будет достаточно высокой. На забое скважины минерализация равна пластовой минерализации и составляет 28 масс. % (350 г/л), а на устье уменьшится до 10 и 15 масс. % при выносе пластовой воды в количестве 250 и 500 г/1000 м<sup>3</sup>, соответственно.

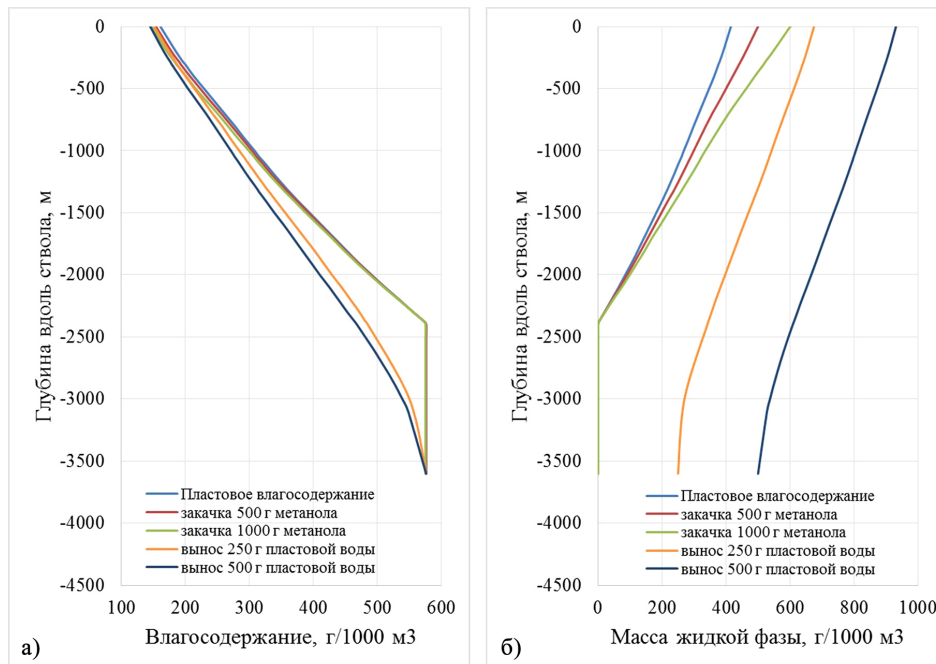


Рис. 8. Распределение влагосодержания газа (а) и водной фазы (б) по стволу скважины Ковыктинского месторождения для дебита 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут

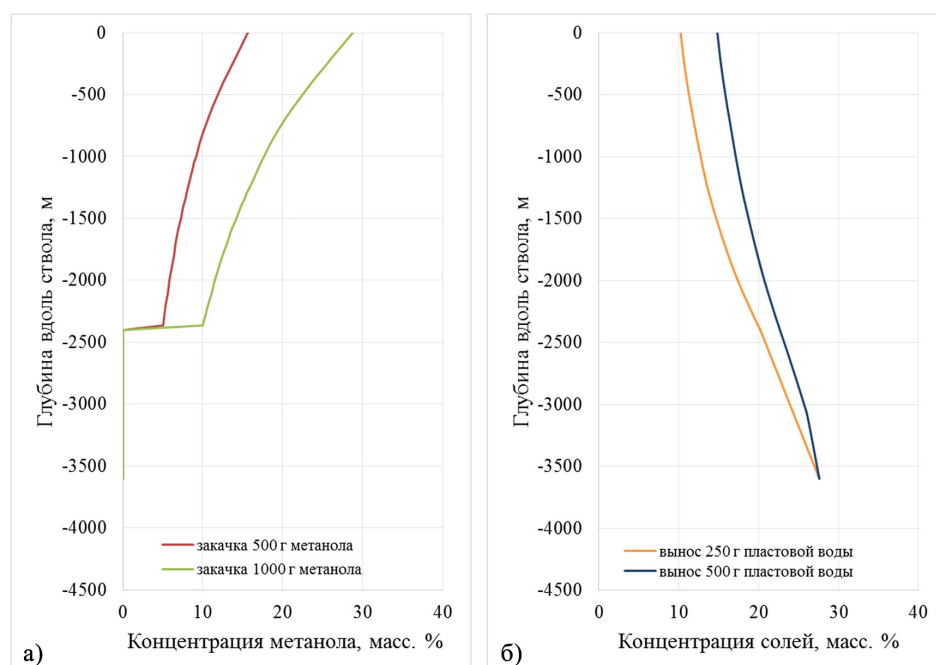


Рис. 9. Распределение концентрации метанола (а) и солей (б) в жидкой фазе по стволу скважины Ковыктинского месторождения для дебита 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут

Наконец, кратко обсудим особенности выпадения нестабильного конденсата в НКТ скважин газоконденсатных месторождений Восточной Сибири. Эти особенности впервые детально были проанализированы в (Кокарев и др., 2018). В этой работе рассмотрено изменение свойств жидкой углеводородной фазы при изменении термобарических условий вблизи границы двухфазной области. Состав газовой и жидкой фаз рассчитывался с применением уравнений состояния Патела-Тя, Пенга-Робинсона и СРА. Свойства жидкой фазы (плотность, вязкость и поверхностное натяжение) рассчитывались по полученным расчетным составам. Основной полученный результат – сильное изменение свойств жидкой углеводородной фазы при движении флюида в НКТ, т.к. система находится вблизи границы двухфазной области фазовой диаграммы. Поэтому такие изменения физико-химических свойств жидкой углеводородной фазы необходимо учитывать в гидродинамических расчетах двух и трехфазных потоков в НКТ скважин.

### Заключение

В работе проанализированы термобарические характеристики пласта Ковыктинского ГКМ, состав и минерализация пластовой воды, влагосодержание газа, и приведено сравнение с аналогичными характеристиками Чаиндинского НГКМ. В отличие от Чаиндинского месторождения, Ковыктинское ГКМ характеризуется значительно более высокой пластовой температурой 53–56 °С и давлением 25 МПа. Пластовая вода имеет сходный ионный состав и минерализацию. Влагосодержание пластового газа с учетом влияния минеральных солей, составляет ~700 г/1000 м<sup>3</sup>, что примерно в 7 раз больше, чем на ЧНГКМ.

Термобарические характеристики Ковыктинского ГКМ приводят к тому, что в зону гидратообразования на некоторых режимах может попадать только участок НКТ вблизи устья скважины, в отличие от скважин Чаиндинского месторождения, где гидраты могут формироваться уже на забое.

В отсутствие поступления пластовой воды в скважину Ковыктинского ГКМ конденсация жидкой воды из газа начинается не на забое, а выше по стволу скважины при охлаждении потока газа. При закачке метанола или концентрированного ВМР на забой в количестве до 1000 г/1000 м<sup>3</sup> он будет полностью испаряться в газовую фазу. Конденсация водно-метанольного раствора начинается только выше по стволу. В случае поступления пластовой воды конденсация влаги из газа начнется сразу на забое скважины, при этом концентрация солей в жидкой фазе при движении по стволу скважины будет уменьшаться. Прогнозируется, что при больших выносах пластовой воды концентрация солей на устье будет достаточной для предотвращения процесса гидратообразования.

Тогда как в скважинах Чаиндинского месторождения (в отсутствие их обводнения) конденсация паров воды из газа происходит сразу в форме газового гидрата. Также из-за существенно более низких пластовых температур при закачке метанола или ВМР в скважину на забое происходит лишь частичное испарение метанола с одновременной конденсацией жидкой воды. Это может

приводить к попаданию системы в зону гидратообразования и интенсификации процесса формирования гидратов, если концентрация метанола в водной фазе окажется недостаточной. При поступлении минерализованной пластовой воды на забой скважины конденсация паров воды из газовой фазы начнется сразу на забое. Благодаря низкому влагосодержанию пластового газа разбавление пластовой воды конденсационной водой будет менее значительным, чем на Ковыктинском ГКМ. При этом ингибирующее действие солей прогнозируется недостаточным для предотвращения гидратообразования в стволе скважины. Таким образом, для предотвращения гидратообразования в скважинах ЧНГКМ потребуется подача метанола на забой скважины даже при выносе пластовой воды (при этом следует дополнительно оценивать риски выпадения галита при смешении метанола с пластовой водой).

### Литература

- Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. (2013). Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере богубинской залежи Чаиндинского НГКМ). *Вести газовой науки*, 5(16), с. 124–133.
- Былков В.А., Раскулова, Т. В. (2024). Сравнительная характеристика физико-химических свойств газовых конденсатов Ковыктинского и Средневилюйского месторождений. *Вестник АНГТУ*, 18, с. 55–59.
- Истомин В.А., Федулов Д.М. (2013). Термодинамика призабойной зоны пласта с учетом минерализации остаточной воды в коллекторе и возможности гидратообразования. *Вести газовой науки*, 4(15), с. 6–14.
- Истомин В.А., Федулов Д.М., Минаков И.И., Квон В.Г., Буракова С.В. (2013). Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе. *Вести газовой науки*, 4(15), с. 15–21.
- Истомин В.А., Федулов Д.М., Сергеева Д.В. и др. (2022a). Гидратообразование при добыче газа на Чаиндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Часть 1. Призабойная зона пласта. *Газовая промышленность*, 2(828), с. 46–54.
- Истомин В.А., Крапивин В.Б., Тройникова А.А. и др. (2022b). Гидратообразование при добыче газа на Чаиндинском нефтегазоконденсатном месторождении. Часть 2. Газоконденсатные скважины. *Газовая промышленность*, 3(830), с. 20–26.
- Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Сергеева Д.В. и др. (2022d). Анализ термобарических режимов работы эксплуатационных скважин Чаиндинского НГКМ. *Наука и техника в газовой промышленности*, 90(2).
- Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Крапивин В.Б. и др. (2022c). Особенности применения метанола для предупреждения гидратообразования в скважинах Чаиндинского НГКМ. *НефтеГазоХимия*, 1–2, с. 60–67. <https://doi.org/10.24412/2310-8266-2022-1-2-60-67>
- Квон В.Г., Крапивин В.Б., Глазова Т.В. и др. (2022). Особенности отложения и накопления гидратов в НКТ скважин Чаиндинского НГКМ. *Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: Мат. IV Межд. научно-практ. конф.* Москва, 22–23 сентября 2022 г.
- Кокарев П.Н., Сердюкова В.А., Диких И.А. (2018). Особенности строения пород-коллекторов парфёновского горизонта Ковыктинской зоны газонакопления по материалам геофизического исследования скважин и результатам испытаний скважин. *Науки о Земле и недропользование*, 41(3), с. 78–92. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-3-78-92>
- Крапивин В.Б., Истомин В.А., Квон В.Г. и др. (2022). Анализ совместности минерализованной пластовой воды газоконденсатных месторождений Восточной Сибири с водными растворами метанола. *НефтеГазоХимия*, 1, с. 33–39. <https://doi.org/10.24412/2310-8266-2023-1-33-39>
- Тройникова А.А., Истомин В.А., Семенов А.П. и др. (2022). Перспективы применения электролитов как ингибиторов гидратообразования. *Вести газовой науки*, 3(52), с. 90–100.
- Федулов Д.М., Истомин В.А., Николаев О.В., Моисейкин П.А. (2017). Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт-скважина-шлейф». *Вести газовой науки*, 2(30), с. 132–138.
- Чурикова И.В., Пылев Е.А., Семенов Е.О., Чуриков Ю.М., Семенова Е.В., Чудина А.А., Симонов А.В. (2019). Особенности распространения

и свойства засоленных коллекторов венда Чаяндинского нефтегазо-конденсатного месторождения. *Вести газовой науки*, 4(41), с.153–163.

Шандрыгин А.Н., Филоненко П.П. (2022). Оценка насыщенности связанной нефтью газовой шапки нефтегазоконденсатных залежей на основе математического моделирования пластовой углеводородной системы. *Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: Мат. IV Межд. научно-практ. конф.* Москва, 22–23 сентября 2022 г.

Шандрыгин А.Н., Филоненко П.П. (2024). К вопросу оценки насыщенности связанной нефтью порового пространства газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11(395), с. 55–61.

### Сведения об авторах

*Юрий Алексеевич Герасимов* – старший научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

e-mail: Y\_Gerasimov@vniigaz.gazprom.ru

*Владимир Борисович Крапивин* – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»; научный сотрудник, Химический факультет, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1

Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 3

e-mail: V\_Krapivin@vniigaz.gazprom.ru

*Владимир Александрович Истомин* – доктор хим. наук, главный научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1  
e-mail: V\_Istomin@vniigaz.gazprom.ru

*Валерий Герасимович Квон* – кандидат тех. наук, ведущий лабораторией, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1  
e-mail: V\_Kvon@vniigaz.gazprom.ru

*Дарья Викторовна Сергеева* – кандидат тех. наук, научный сотрудник, Сколковский институт науки и технологий  
Россия, 121205, Москва, Большой бульвар д. 30, стр. 1  
e-mail: D\_Sergeeva@skoltech.ru

*Анна Александровна Тройникова* – кандидат тех. наук, ведущий инженер, ООО «Газпром добыча Иркутск»  
Россия, 664011, Иркутск, ул. Нижняя Набережная, д. 14  
e-mail: TroynikovaAA1@irkutsk-dobycha.gazprom.ru

*Сергей Иванович Долгаев* – кандидат физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
Россия, 142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1  
e-mail: S\_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru

Статья поступила в редакцию 29.06.2025;

Принята к публикации 18.08.2025; Опубликована 30.03.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Phase Transformations in Gas Producing Wells of the Kovyktinskoye Gas Condensate Field and Chayandinskoye Oil and Gas Condensate Field (Eastern Siberia)

*Y.A. Gerasimov<sup>1</sup>, V.B. Krapivin<sup>1,2</sup>, V.A. Istomin<sup>1\*</sup>, V.G. Kvon<sup>1</sup>, D.V. Sergeeva<sup>3</sup>, A.A. Troynikova<sup>4</sup>, S.I. Dolgaev<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>*Gazprom VNIIGAZ, Razvilka, Leninsky municip., Moscow Region, Russian Federation*

<sup>2</sup>*Department of Chemistry, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation*

<sup>3</sup>*Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation*

<sup>4</sup>*Gazprom Dobycha Irkutsk, Irkutsk, Russian Federation*

\*Corresponding author: Vladimir A. Istomin, e-mail: V\_Istomin@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** The main characteristics of the Kovyktinskoye gas condensate field (KGCF) and the Chayandinskoye oil and gas condensate field (ChOGCF) were analyzed: formation temperature and pressure, gas composition, total mineralization and ionic composition of formation water. For the KGCF, the formation gas water content in equilibrium with pure and mineralized water was calculated. Temperature profiles of a typical production well at different gas flow rates were determined and compared with the temperature profiles of the ChOGCF wells. A detailed analysis of phase equilibria in the “water + gas + mineral salts + methanol” systems in the wells was carried out. It was shown that in the absence of formation water flow, water vapor condensation in the well tubing does not begin immediately, but at some distance from the well bottom, and water vapor condenses into liquid water. Hydrate formation is possible in the top of the tubing

closer to the wellhead. Whereas for the ChOGCF well, the water vapor contained in the gas condenses in the tubing into the hydrate phase, bypassing liquid water. When methanol or water-methanol solution (WMS) is injected to the well bottom, the phase transformation pattern changes. In the tubing of the Kovyktinskoye field wells, methanol initially completely evaporates into the gas phase, and WMS condensation begins higher up the wellbore, preventing the hydrate formation at the wellhead. In the case of the Chayandinskoye field, methanol injected into the well bottom partially evaporates into the gas phase with simultaneous condensation of water vapor. This process forms diluted WMS, which can intensify the hydrate formation process. In the case when the mineralized formation water flows into the well, the condensation of water vapor from the gas begins immediately at the bottom and the concentration of salts in the liquid phase decreases. For the KGCF, the salt

concentration is nevertheless sufficient for self-inhibition of the wells, while for the ChNGCF, additional methanol injection is required. The features of the unstable hydrocarbon condensate formation and changes in its composition along the well tubing of were also analyzed.

**Key words:** Chayandinskoye oil and gas condensate field, Kovyktinskoye gas condensate field, production well, gas hydrates, mineralized formation water, methanol, water content of gas, phase equilibria

**Recommended citation:** Gerasimov Y.A., Krapivin V.B., Istomin V.A., Kvon V.G., Sergeeva D.V., Troynikova A.A., Dolgaev S.I. (2026). Phase Transformations in Gas Producing Wells of the Kovyktinskoye Gas Condensate Field and Chayandinskoye Oil and Gas Condensate Field (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 28(1), pp. 32–42. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.10>

## References

- Burakova S.V., Izyumchenko D.V., Minakov I.I., Istomin V.A., Kumeiko E.L. (2013). Problems of developing thin oil rims of gas condensate deposits in Eastern Siberia (as example of the Botuobinskaya deposit of the Chayandinskoye oil and gas condensate field). *Vesti Gazovoy Nauki*, 16(5), pp. 124–133. (In Russ.)
- Bylkov V.A., Raskulova T.V. (2024). Comparative characteristics of physico-chemical properties of gas condensates from Kovyktinsky and Srednevilyuysky fields. *Vestnik AnGTU*, 18, pp. 55–59. (In Russ.)
- Churikova I.V., Pylev E.A., Semenov E.O., Churikov Y.M., Semenova E.V., Chudina A.A., Simonov A.V. (2019). Distribution and properties of saline vendian reservoirs belonging to chayanda oil-gas-condensate field. *Vesti Gazovoy Nauki*, 41(4), pp. 153–163. (In Russ.)
- Fedulov D.M., Istomin V.A., Nikolayev O.V., Moiseykin P.A. (2017). Changes in behavior of a volatile hydrocarbon condensate, when a gas-condensate field fluid moves in a “reservoir – well – tail pipeline” system. *Vesti Gazovoy Nauki*, 30(2), pp. 132–138. (In Russ.)
- Istomin V.A., Fedulov D.M. (2013). Thermodynamics of the bottom-hole zone taking into account the mineralization of residual water in collector and the possibility of hydrate formation. *Vesti Gazovoy Nauki* 15(4); 6–14.
- Istomin V.A., Fedulov D.M., Minakov I.I., Kvon V.G., Burakova S.V. (2013). Prevention of hydrate formation in the bottom-hole zone of the formation with high mineralization of residual water in the reservoir. *Vesti Gazovoy Nauki*, 15(4), pp. 15–21. (In Russ.)
- Istomin V.A., Fedulov D.M., Sergeeva D.V., Kvon V.G., Krapivin V.B., Troynikova A.A., Gerasimov Y.A. (2022a). Hydrate formation in gas production at Chayandinskoye oil, gas and condensate field. Part 1. Bottom hole formation zone. *Gazovaya promyshlennost*, (2), pp. 46–54. (In Russ.)
- Istomin V.A., Izyumchenko D.V., Krapivin V.B., Troynikova A.A., Gerasimov Y.A., Dolgaev S.I., Fedulov D.M., Kvon V.G. (2022d). Analysis of thermobaric operation modes of production wells at the Chayandinskoye oil and gas condensate field. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 90(2). (In Russ.)
- Istomin V.A., Izyumchenko D.V., Krapivin V.B., Troynikova A.A., Kvon V.G., Sergeeva D.V. (2022c). Features of methanol application for hydrate control in the wellbores of the chayandinskoye oil gas condensate field. *NefteGazoKhimiya*, (1–2), pp. 60–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2310-8266-2022-1-2-60-67>
- Istomin V.A., Krapivin V.B., Troynikova A.A., Kvon V.G., Sergeeva D.V., Gerasimov Y.A., Fedulov D.M., Dolgaev S.I. (2022b). Hydrate formation in gas production at Chayandinskoye oil, gas and condensate field. Part 2. Gas condensate wells. *Gazovaya promyshlennost*, 830(3), pp. 42–48. (In Russ.)
- Kokarev P.N., Serdyukova V.A., Dikikh I.A. (2018). Structural features of parfenovsky horizon reservoir formations of the kovykta gas condensate field by well logging data and well testing results. *Nauki o Zemle i nedropolzovanie*, 41(3), pp. 78–92. (In Russ.) <http://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-3-78-92>
- Krapivin V.B., Istomin V.A., Kvon V.G., Sergeeva D.V., Gerasimov Y.A., Troynikova A.A. (2023). Analysis of the compatibility of mineralized formation water of eastern siberia gas condensate fields with methanol aqueous solutions. *NefteGazoKhimiya*, (1), pp. 33–39. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2310-8266-2023-1-33-39>
- Kvon V.G., Krapivin V.B., Glazova T.V., Istomin V.A., Dolgaev S.I., Troynikova A.A., Sergeeva D.V., Gerasimov Y.A. (2022). The features of

hydrate formation and accumulation in wells of Chayandinskoye OGCF. *Studies of Petroleum Reservoir Systems: Challenges and Prospects: Proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference* (September 22–23, 2022). Moscow. (In Russ.)

Shandrygin A.N., Filonenko P.P. (2022). Saturation estimation of rock-bound oil at oilgascondensate deposits based on mathematical modeling of reservoir hydrocarbon system. *Studies of Petroleum Reservoir Systems: Challenges and Prospects: Proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference* (September 22–23, 2022). Moscow. (In Russ.)

Shandrygin A.N., Filonenko P.P. (2024). On the issue of assessing the relict oil saturation of pore space of gas caps of oil-gas condensate reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 395(11), pp. 55–61. (In Russ.)

Troynikova A.A., Istomin V.A., Semenov A.P., Sergeeva D.V., Kvon V.G., Muratova E.Zh. (2022). Outlooks for application of electrolytes as inhibitors of hydrating. *Vesti Gazovoy Nauki*, 52(3), pp. 90–100. (In Russ.)

## About the Authors

**Yuriy A. Gerasimov** – Senior Researcher, Gazprom VNIIGAZ

15 Gazovikov Str., bldg. 1, Razvilka Village, Leninsky Urban District, 142717, Russian Federation  
e-mail: Y\_Gerasimov@vniigaz.gazprom.ru

**Vladimir B. Krapivin** – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Gazprom VNIIGAZ; Researcher, Department of Chemistry, Lomonosov Moscow State University

15 Gazovikov Str., bldg. 1, Razvilka Village, Leninsky Urban District, 142717, Russian Federation.  
1-3 Leninskiye Gory, GSP-1, Moscow, 119991, Russian Federation.  
e-mail: V\_Krapivin@vniigaz.gazprom.ru

**Vladimir A. Istomin** – Dr. Sci. (Chemistry), Chief Researcher, Gazprom VNIIGAZ

15 Gazovikov Str., bldg. 1, Razvilka Village, Leninsky Urban District, 142717, Russian Federation.  
e-mail: V\_Istomin@vniigaz.gazprom.ru

**Valery G. Kvon** – Cand. Sci. (Technical Sciences), Head of the Laboratory, Gazprom VNIIGAZ

15 Gazovikov Str., bldg. 1, Razvilka Village, Leninsky Urban District, 142717, Russian Federation.  
e-mail: V\_Kvon@vniigaz.gazprom.ru

**Daria V. Sergeeva** – PhD, Researcher, Skolkovo Institute of Science and Technology

30 Bolshoy Boulevard, bld. 1, Moscow 121205, Russian Federation.  
e-mail: D\_Sergeeva@skoltech.ru

**Anna A. Troynikova** – Cand. Sci. (Technical Sciences), Leading Engineer, Gazprom Dobycha Irkutsk

14 Nign'aya Naberezhnaya Str., Irkutsk, 664011, Russian Federation  
e-mail: TroynikovaAA1@irkutsk-dobycha.gazprom.ru

**Sergey I. Dolgaev** – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Leading Researcher, Gazprom VNIIGAZ

15 Gazovikov Str., bldg. 1, Razvilka Village, Leninsky Urban District, 142717, Russian Federation.  
e-mail: S\_Dolgaev@vniigaz.gazprom.ru

*Manuscript received 29 June 2025;  
Accepted 18 August 2025; Published 30 March 2026*

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)