

Анализ PVT-свойств пластовых газов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Байkitской нефтегазоносной области на основании региональных трендов

М.В. Гагина*, В.Г. Волков, О.А. Гогешавили
ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск, Россия

Проведены исследования изменений физико-химических свойств газа и конденсата газовых шапок предельно насыщенной пластовой нефтегазоконденсатной системы в зависимости от термобарических условий залегания залежей. Исследования проведены по результатам лабораторных анализов 29 рекомбинированных проб газа, отобранных со скважин Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ). Основная закономерность изменения свойств конденсатов газов газовых шапок ЮТЗ выявлена от пластового давления. Зависимости между PVT-свойствами, определенными по рекомбинированным пробам пластового газа, и физико-химическими свойствами, определенными по устьевым пробам конденсата, обнаружить практически не удалось. Выявлена корреляция между пластовым давлением и потенциальным содержанием C_{5+} в пластовом газе (PC_{C5+}), пластовым давлением и коэффициентом извлечения конденсата из недр (КИК). По этим зависимостям можно проводить условную оценку ресурсов конденсата газа газовых шапок – потенциального содержания C_{5+} и КИК для новых, мелких по величине ресурсов нефти, газа и конденсата, нефтегазоконденсатных месторождений Юрубчено-Тохомской зоны.

Ключевые слова: PVT-свойства газа газовых шапок, газовый конденсат, пластовый газ, потенциальное содержание C_{5+} (PC_{C5+}), коэффициент извлечения конденсата из недр, Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления

Для цитирования: Гагина М.В., Волков В.Г., Гогешавили О.А. (2024). Анализ PVT-свойств пластовых газов Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Байkitской нефтегазоносной области на основании региональных трендов. *Георесурсы*, 26(3), с. 109–115. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.12>

Введение

Определение начального потенциального содержания C_{5+} , компонентного состава и коэффициента сверхсжимаемости пластового газа газовых шапок – невероятно трудоемкая, сложная и важная задача (Брусиловский, 2002; Инструкция по комплексному..., 1980; Указания по определению промысловых ресурсов..., 1971), которая позволяет более корректно оценить ресурсы месторождения, а также провести грамотную оценку необходимости строительства тех или иных объектов поверхностной инфраструктуры (Скоробогатов и др., 2023).

Кроме трудоемкости при определении характеристик пластового газа и конденсата (Методическое руководство..., 1986; Методическое руководство..., 1990) есть еще и пункт стоимости проведения исследований, который на первых этапах геологоразведочных работ может оказать значительную нагрузку на бюджет компании, в то время как рентабельность месторождения еще не определена.

Расчетным методом (Барташевич, Ермакова, 1978) определения характеристик газа и газового конденсата (Ермаков и др., 1990) посвящено много работ

Островской Т.Д. (Гриценко и др., 1995), Гриценко И.А., Юшкина В.В., Гвоздева Б.П., Степановой Г.С. и других, в том числе зарубежных авторов. В проектно-технологических документах по пластовым газам Западной Сибири пользуются различными методами (Рыбьяков, 2023), в том числе номограммами Островской Т.Д. (Гриценко и др., 1995). Практически во всех номограммах Островской Т.Д. используется зависимость структурно-группового углеводородного состава газового конденсата от пластовых давлений и температур, однако на рассматриваемых месторождениях номограммы не работают – в основном, из-за диапазона применимости номограмм. Расчетные PVT-свойства пластового газа практически не имеют корреляционной связи с лабораторными экспериментами из-за, предположительно, различия в генезисе углеводородов. Вследствие этого, необходимо более детальное изучение собственных лабораторных исследований Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ).

В данной работе проведен детальный сравнительный анализ результатов исследований проб пластового газа и конденсата газовых шапок. Рассмотрены зависимости PVT-свойств пластового газа (компонентного состава, коэффициента сверхсжимаемости (z -фактора), потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе (PC_{C5+}), коэффициента извлечения конденсата из недр (КИК), – основных подсчетных параметров пластовых газов и конденсатов, влияющих на запасы конденсата

* Ответственный автор: Миляуша Венеровна Гагина
e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в недрах; потерь насыщенного конденсата; давления начала конденсации; давления максимальной конденсации) и конденсата (структурно-групповой состав – массовое содержание ароматических соединений, нафтенов, парафинов, плотности конденсата в стандартных условиях, содержания смол силикагелевых, асфальтенов, парафинов) от термобарических условий залегания пластов (залежей). Приведена попытка установления взаимосвязи физико-химических свойств пластовых конденсатов от свойств пластового газа.

Авторы статьи преследуют следующие цели и задачи:

- анализ лабораторных исследований PVT-свойств пластовых газов на разрабатываемых месторождениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции;
- установление корреляционной взаимосвязи PVT-свойств газов и конденсатов на основании региональных трендов или термобарических условий залегания пласта (залежи);
- определение формулы для расчета потенциального содержания C_{5+} пластового газа, коэффициента сверхсжимаемости и коэффициента извлечения конденсата из недр для более мелких по запасам месторождений Юрубчено-Тохомской зоны, где исследований проб пластового газа еще не проводилось.

Материалы и методы

Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) нефтегазоаккумуляции относится к Камовскому нефтегазоносному району, а в тектоническом плане – к Байкитской антеклизе. Самыми крупными эксплуатируемыми месторождениями являются Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ). Более мелкие по ресурсам нефти, газа и конденсата нефтегазоконденсатные месторождения – Камовское, Шушукское, Борщевское, Оморинское, Салаирское – не разрабатываются.

Месторождения очень сложные для разработки, необходимо учитывать много нюансов, таких как нефтегазоконденсатность, солёность пластовых вод, мощность пластов, осложнённых системой трещин (кавернозно-трещинный тип коллектора).

В работе использованы результаты исследований 29 рекомбинированных проб пластового газа газовых шапок по скважинам Юрубчено-Тохомского и Куюмбинского месторождений: 3 пробы из вендских отложений (пласты Б-VIII и Б-IX) и 12 проб из рифейских отложений (Юрубчено-Тохомское НГКМ), 14 проб из рифейских отложений (Куюмбинское НГКМ).

Произведен анализ результатов имеющихся лабораторных исследований PVT-свойств пластового газа и физико-химических свойств конденсата по рекомбинированным пробам ЮТЗ на предмет взаимосвязи с термобарическими условиями залегания пласта. Анализ результатов лабораторных исследований рекомбинированных проб газа и конденсата заключается в сопоставлении на кросс-плотах PVT-свойств пластового газа и физико-химических свойств конденсата от термобарических условий пласта при проведении отбора рекомбинированной пробы.

Явной корреляционной зависимости не выявлено между следующими параметрами: массовой концентрацией ароматических соединений в конденсате

по поверхностным пробам и пластовыми термобарическими условиями (скважинный замер при отборе пробы), массовой концентрацией нафтеновых соединений в конденсате по поверхностным пробам и пластовыми термобарическими условиями (скважинный замер при отборе пробы), массовой концентрацией парафиновых соединений в конденсате по поверхностным пробам и пластовыми термобарическими условиями (скважинный замер при отборе пробы), массовой концентрацией парафиновых соединений в конденсате по поверхностным пробам и массовой концентрацией нафтеновых соединений, массовой концентрацией ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам и массовой концентрацией парафиновых соединений.

Однако обнаружена полиномиальная зависимость по поверхностным пробам конденсата по структурно-групповому составу – арены (% масс.) от нафтенов (% масс.) (рис. 1).

Условно на данном графике (рис. 1) можно выделить 2 группы проб (выделенных овалом), поведение которых, с достаточно хорошим коэффициентом корреляции, можно описать полиномиальной зависимостью: 1 группа со значениями % масс. нафтеновых соединений, принадлежащих диапазону 8–14 и 2 группа со значениями % масс. нафтеновых соединений, принадлежащих диапазону 14,5–19. Однако решено оставить единую зависимость, т.к. для условного разделения статистически остается очень мало данных.

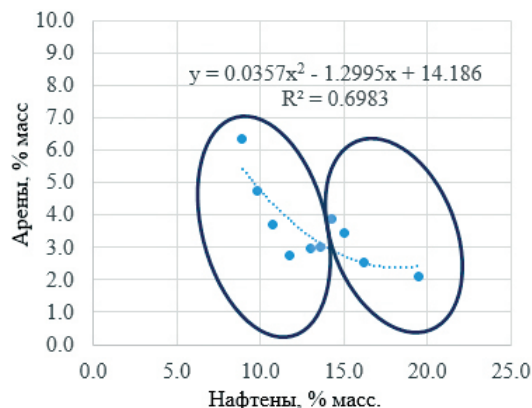


Рис. 1. Зависимость массовой концентрации ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам от массовой концентрации нафтеновых соединений

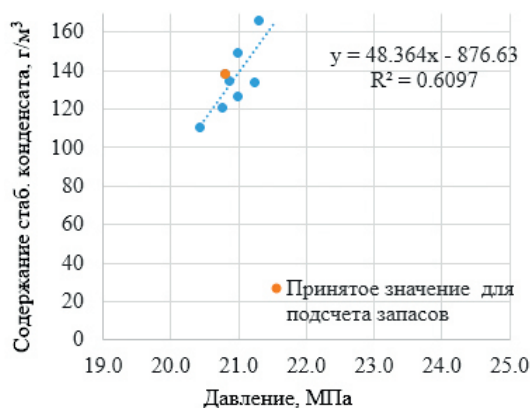


Рис. 2. Зависимость содержания стабильного конденсата в пластовом газе по рекомбинированным пробам пластового газа от пластового давления в скважине при отборе пробы

Рассмотрена зависимость для потенциального содержания $C_{5+высшие}$ ($PC_{c5+высшие}$) в пластовом газе от пластового давления (рис. 2).

На рис. 2, как и на рис. 1, можно условно выделить 2 группы проб, однако в разные группы на рисунках 1 и 2 входят разные пробы. На рис. 1 кросс-плот построен по результатам исследований физико-химических свойств поверхностных проб конденсата, а на рис. 2 – по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа, где не всегда проводилось определение физико-химических свойств конденсата. Однако есть небольшие пересечения, к примеру: к 1 группе на рис. 1 (со значениями % масс. нефтяных соединений, принадлежащих диапазону 8–14, 6 проб) принадлежат 2 пробы из 1 группы (из 4 проб) на рис. 2 и 1 проба из группы 2 на рис. 2; во 2 группе на рис. 1 (со значениями % масс. нефтяных соединений, принадлежащих диапазону 14,5–19, 4 пробы) есть 3 пробы из 4-х, принадлежащих к 1 группе на рис. 1.

Возможной причиной разделения проб на группы служит примесь нефти в составе пробы. Предположительно, 1 группа (рис. 1) является примером смеси конденсата с нефтью – в составе поверхностных проб больше тяжелых и сложных по структуре ароматических соединений. В соответствие группе 1 (рис. 1) ставится группа 2 (рис. 2), т.к. из 4 проб выборки в состав этой же выборки попали 3 пробы из группы 1 (рис. 1). 2 группа проб (рис. 1) представляет собой более чистую фракцию конденсата, т.к. в составе конденсата меньше ароматических соединений, больше нефтяных структур, ей в соответствие ставится группа 1 (рис. 2). Для более обоснованного разделения необходимо понимание отличительных особенностей конденсатов и нефтей ЮТЗ.

На номограммах Островской Т.Д. для определения PC_{c5+} зависимость имеет другой угол наклона температуры к оси нефтяных, в виду того, что номограмма у Островской Т.Д. построена для содержания ароматических соединений в диапазоне 5–15 % масс., в то время как в рассматриваемых нами пробах газового конденсата Юрубчено-Тохомской зоны, эти соединения лежат в диапазоне 2–7% масс. Вероятно, тот факт, что идентичной корреляционной взаимосвязи в свойствах газовых конденсатов ЮТЗ не наблюдается, как показано в работах по газовым конденсатам Западной Сибири (Гриценко и др., 1995; Ермаков и др., 1990), объясняется различием в генезисе конденсатов, что следует из работ А.Н. Рыбьякова, О.Г. Кананыхиной, В.А. Скоробогатова, Д.Я., Хабибуллина и др. (Рыбьяков, 2023; Рыбьяков, Кананыхина, 2021; Скоробогатов и др., 2023).

При проведении анализа лабораторных исследований физико-химических свойств пластового газа и конденсата на предмет взаимосвязи содержания стабильного конденсата в газе с величиной пластового давления произведена отбраковка 72% результатов лабораторных исследований проб по следующим причинам: слишком низкая скорость газа у башмака НКТ, что способствует неполному выносу конденсата из пласта; слишком большая депрессия на пласт в ходе отбора рекомбинированной пробы, что способствует выпадению конденсата в призабойной зоне пласта; отбор рекомбинированной пробы пластового газа произведен в затронутой разработкой зоне

пласта; при проведении рекомбинации давление начала ретроградной конденсации оказалось выше начального пластового давления в газовой шапке. Таким образом, сформировалась выборка из 8 условно кондиционных рекомбинированных проб пластового газа и конденсата, результаты исследований которых использованы в корреляционном анализе. В эту выборку вошли результаты, в которых значения начального PC_{c5+} лежат в диапазоне 110–166 г/м³, т.е. при проведении отбора данных проб пластовых флюидов на рекомбинацию соблюдался оптимальный режим выноса конденсата, и рекомбинация пробы пластового газа проведена до давления начала ретроградной конденсации, равной начальному пластовому давлению в газовой шапке. Остальные значения не приняты в расчет корреляции, так как оптимальный режим и условия отбора не были выдержаны.

Получилась линейная корреляционная зависимость, согласующаяся с результатами лабораторных экспериментов, ошибка, по регрессионной оценке, составила 0–11%. Данную зависимость можно принимать в работу при оценке ресурсов газового конденсата.

На рис. 3 представлена зависимость потерь насыщенного конденсата по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа по различным скважинам ЮТЗ на основании тестов CVD (constant volume depletion – эксперимент истощения при постоянном объеме) от давления в ячейке при проведении эксперимента. Наблюдается типичный для зависимости « $PC_{c5+высшие}$ – $P_{пл}$ » тренд, однако изменения значений потерь конденсата лежат в широком диапазоне, описать этот тренд в виде единой зависимости довольно трудно.

Сопоставление на кросс-плот графиках различных физико-химических параметров пластовых газоконденсатных проб не выявило зависимости. Сопоставление было проведено по следующим параметрам: суммарные потери насыщенного конденсата по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа по экспериментам CVD от коэффициента извлечения конденсата из недр, давление начала конденсации по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа от коэффициента извлечения конденсата из недр, давление максимальной конденсации по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа от коэффициента извлечения конденсата из недр, плотность стабильного конденсата в поверхностных условиях от коэффициента извлечения конденсата из недр, коэффициент извлечения конденсата из недр от содержания выкипающих фракций при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °C), потенциальное содержание $C_{5+высшие}$ в пластовом газе от содержания выкипающих фракций при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °C), коэффициент извлечения конденсата из недр от пластовой температуры (скважинный замер при отборе пробы). Кросс-плоты представляют собой облако точек, которое сложно описать единой зависимостью с хорошим коэффициентом корреляции.

На рис. 4 представлена зависимость коэффициента извлечения конденсата из недр от пластового давления (скважинный замер при отборе пробы) – наблюдается линейная зависимость, коэффициент корреляции 0,421.

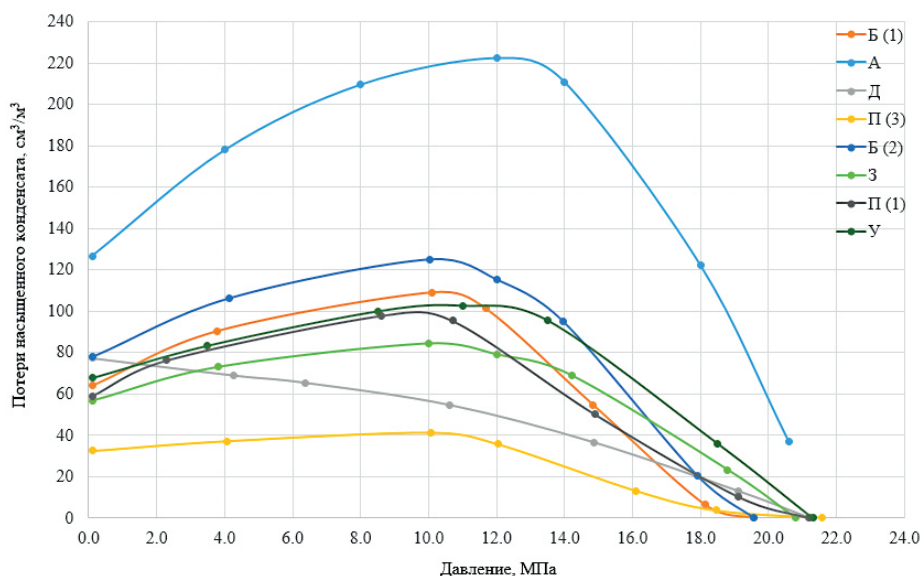


Рис. 3. Зависимость потерь насыщенного конденсата по результатам исследований рекомбинированных проб пластового газа по тестам CVD от давления в ячейке при проведении эксперимента

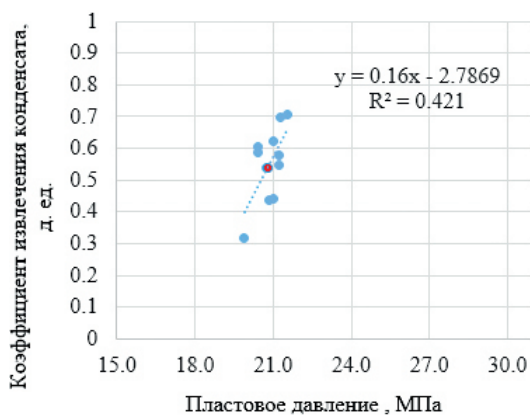


Рис. 4. Зависимость коэффициента извлечения конденсата из недр от пластового давления, замеренного при проведении отбора рекомбинированной пробы на скважине

Полученную зависимость (рис. 4) можно рассмотреть для условной оценки подсчетных параметров конденсата при оценке ресурсов новых месторождений ЮТЗ.

Также рассмотрены зависимости для коэффициента сверхсжимаемости пластового газа (z -фактора) и компонентного состава пластового газа от начальных термобарических условий залежи. В таблице 1 приведены поскважинные данные по z -фактору, компонентному составу пластового газа, термобарическим условиям в скважине и характеристикам газоконденсатной смеси.

Корреляционной зависимости не обнаружено для сопоставления коэффициента сверхсжимаемости от пластовой температуры, давления начала конденсации, пластового давления, конденсатно-газового фактора по стабильному конденсату, конденсатно-газового фактора по сырому конденсату, коэффициента извлечения конденсата из недр, массовой концентрации ароматических соединений в конденсате по поверхностным пробам, массовой концентрации нафтеновых соединений в конденсате по поверхностным пробам, массовой концентрации парафиновых соединений в конденсате по поверхностным пробам, содержания выкипающих фракций (% об.) при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °C).

На основании результатов анализов рекомбинированных проб пластового газа произведено сопоставление компонентного состава пластового газа от пластовых термобарических условий: метана, этана, пропана, изо- и норм-бутана, тяжелого псевдо-компонента C_{5+} «высшие» – трендов обнаружить не удалось.

При сопоставлении головных компонент пластового газа с содержанием выкипающих фракций (% об.) при различных температурах (100, 150, 200, 250, 300 °C) зависимость также не прослеживается.

Обсуждение результатов, выводы

В работе проанализированы результаты лабораторных исследований PVT-свойств пластового газа и физико-химических свойств конденсата по рекомбинированным пробам. Зависимость между PVT-свойствами, определенными по рекомбинированным пробам газа, и физико-химическими свойствами, определенными по устьевым пробам конденсата обнаружить не удалось.

Выявлено, что преобладающее влияние на основные подсчетные свойства конденсатов газовых шапок Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции оказывает пластовое давление. Получены зависимости от пластового давления в залежи для расчета характеристик пластового газа и конденсата – потенциального содержания C_{5+} «высшие» (PC_{C5+}) и коэффициента извлечения конденсата из недр (КИК). Формулы для расчета между пластовым давлением и потенциальным содержанием C_{5+} «высшие» (1), между пластовым давлением и коэффициентом извлечения конденсата из недр (2):

$$PC_{C5+} \text{ (г/м}^3\text{)} = 48,364 \cdot P_{\text{пл нач}} \text{ (МПа)} - 876,63, \quad (1)$$

$$\text{КИК (д. е.)} = 0,16 \cdot (P_{\text{пл нач}} \text{ (МПа)}) - 2,7869, \quad (2)$$

где PC_{C5+} «высшие» – потенциальное содержание C_{5+} «высшие» в пластовом газе, определенное по результатам лабораторных исследований рекомбинированных проб пластового газа и конденсата, г/м³; $P_{\text{пл нач}}$ – начальное пластовое давление в залежи, определенное на скважине в момент отбора рекомбинированной пробы, МПа; КИК – коэффициент извлечения конденсата из недр, д. е.

Имя скв.	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Z-фактор, д.ед.	Компонентный состав пластового газа, % мол.								Давление, МПа		Конденсатно-газовый фактор по стабильному конденсату, см ³ /м ³	Конденсатно-газовый фактор по сырому конденсату, см ³ /м ³	Коэффициент извлечения конденсата из недр, д.ед.	Принятое в подсчете запасов значение ПС _{c5+} стабильного конденсата в газе, г/м ³
				CO ₂	N ₂	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5+	начала конденсации	максимальной конденсации				
А	20.9	25.0	0.708	0.13	4.84	80.02	7.07	2.38	0.54	1.22	3.79	20.6	3.2	199.9	245.5	0.436	138
Б (1)	20.4	30.8	0.757	0.10	5.16	81.63	6.41	2.55	0.61	0.71	2.83	19.6	5.4	147.0	268.6	0.588	138
В	21.0	25.1	0.574	0.09	2.49	66.15	14.84	8.21	1.44	2.99	3.79	14.0	3.0	139.1	165.6	-	138
Г	21.1	29.0	0.715	0.19	0.16	81.82	8.26	3.93	0.64	1.20	3.80	25.5	4.6	226.4	486.0	0.340	138
Д	21.2	27.0	0.757	0.05	6.13	79.84	7.20	2.32	0.44	0.81	3.21	20.5	3.1	251.2	457.8	0.580	138
1Е	21.3	27.0	0.745	0.04	6.14	80.09	7.59	2.46	0.42	0.92	2.35	21.3	2.6	205.9	278.3	0.747	138
2Е	21.3	27.0	0.809	0.01	7.36	77.71	7.95	3.03	0.52	1.09	2.32	21.3	2.6	193.2	280.0	0.476	138
Ж	21.5	29.8	0.850	1.36	5.04	80.61	7.83	2.33	0.36	0.63	1.84	21.6	10.1	114.8	171.3	0.708	138
Б (2)	20.8	30.5	0.760	0.02	4.84	84.38	2.92	2.66	1.00	1.15	3.03	19.2	4.7	153.0	276.0	0.538	138
З	20.8	27.0	0.771	0.10	13.98	73.57	6.11	2.34	0.39	0.58	2.93	20.4	9.8	245.6	332.3	0.540	142
И (1)	20.4	29.0	0.725	0.08	7.09	76.89	7.91	3.05	0.52	1.19	3.27	16.7	3.0	105.0	154.0	0.604	142
И (2)	20.4	29.0	0.772	0.02	8.32	79.68	7.52	2.42	0.33	0.67	1.04	-	-	-	-	-	142
К (1)	21.0	30.0	0.723	0.04	3.96	80.37	7.71	2.90	0.58	1.37	3.07	23.9	3.0	83.0	136.0	-	142
К (2)	21.0	30.0	0.745	0.51	7.93	75.82	7.99	3.06	0.49	1.00	3.20	21.0	3.0	68.0	97.0	-	142
Л	16.6	19.0	0.696	0.19	0.00	87.63	6.87	2.20	0.34	0.71	2.07	16.2	-	143.2	169.0	0.551	142
М	19.9	24.0	0.741	0.09	6.33	80.92	7.13	2.27	0.43	0.90	1.93	24.6	4.4	187.7	107.9	0.318	142
Н	15.6	29.8	0.796	0.07	15.40	67.58	8.11	4.30	0.71	1.57	2.25	15.2	7.9	155.5	204.6	0.706	142
О (1)	20.3	25.8	0.803	0.00	6.27	74.14	8.69	4.13	0.80	1.81	4.16	20.3	10.0	206.8	272.1	-	142
О (2)	-	-	0.788	0.00	6.54	77.06	8.41	3.40	0.58	1.28	2.73	21.0	10.0	-	-	-	142
П (1)	21.2	26.2	0.736	0.00	8.95	74.04	9.15	3.44	0.53	1.00	2.90	20.8	8.4	159.9	230.7	0.547	142
П (2)	21.0	27.0	0.737	0.02	8.07	75.23	8.66	3.18	0.40	0.78	3.66	-	-	358.0	551.0	-	142
П (3)	21.0	27.0	0.740	0.06	8.16	74.50	8.29	3.78	0.64	1.20	3.37	19.5	9.8	271.0	438.0	0.440	142
Р	21.0	25.3	0.777	0.04	8.37	80.66	6.00	2.18	0.47	0.68	1.60	17.3	8.0	98.7	139.0	0.623	142
С	21.8	28.5	0.687	0.20	2.68	76.18	9.44	4.63	0.93	1.96	3.98	19.8	3.0	136.0	245.0	-	138
С (2)	21.6	28.0	0.678	0.71	2.56	77.08	7.53	3.43	0.85	1.89	5.95	21.6	3.0	201.0	337.0	-	138
Т	20.8	26.1	0.808	0.11	5.99	80.34	7.11	2.61	0.51	1.01	2.32	20.8	2.9	98.7	109.7	-	138
У	21.3	25.9	0.749	0.10	5.82	81.71	5.53	1.79	0.79	0.55	3.71	18.1	10.8	255.3	334.1	0.699	138
Ф	18.5	25.5	0.819	0.07	4.53	79.13	7.62	3.26	0.69	1.41	3.29	18.5	8.0	152.7	190.9	0.723	138
Х	21.6	26.0	0.711	0.21	2.92	82.28	6.91	2.31	0.42	0.92	4.03	21.6	3.3	134.0	188.0	-	138

Табл. 1. Физико-химические свойства и состав пластового газа по скважинам ЮТЗ

По зависимостям (1) и (2) можно проводить условную оценку ресурсов конденсата в пластовом газе газовых шапок – потенциального содержания C_{5+} и КИК для новых, мелких по ресурсам нефти, газа и конденсата нефтегазоконденсатных месторождений Юрубчено-Тохомской зоны.

Благодарность

Авторы выражают благодарность коллегам из ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» и рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Барташевич А.А., Ермакова В.И. (1978). Способ геохимической разведки. Патент SU 716015.
- Брусиловский А.И. (2002). Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М: Грааль.
- Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В., Островская Т.Д. (1995). Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М: Недра.
- Ермаков В.И., Зорькин Л.М., Скоробогатов В.А., Старосельский В.И. (1990). Геология и геохимия горючих газов: Справочник. Под ред. И.В. Высоцкого. М: Недра, 315 с.
- Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин (1980). М: Недра.
- Методическое руководство о порядке разработки, содержания и оформления материалов по обоснованию потенциального содержания конденсата в пластовом газе и коэффициента извлечения конденсата из недр (1986). М: СОЮЗГАЗТЕХНОЛОГИЯ.
- Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, неуглеводородных компонентов, определению их потенциального содержания в пластовом газе, учету добычи конденсата и компонентов природного газа (1990). М: ВНИИГАЗ.

Рыбьяков А.Н. (2023). Закономерности изменения содержания и состава жидких углеводородов в свободном газе месторождений Западной Сибири. *Вести газовой науки*, 1(53), с. 173–181.

Рыбьяков А.Н., Кананыхина О.Г. (2021). Формирование и прогнозирование конденсатосодержащих месторождений и залежей в осадочных бассейнах России. Проблемы ресурсов, разведки и добычи в XXI веке. *Вести газовой науки*, 3(48), с. 80–91.

Скоробогатов В.А., Рыбьяков А.Н., Хабибуллин Д.Я. (2023). Газовый конденсат осадочных бассейнов России: генезис, запасы, ресурсы, добыча. Будущее. *Вести газовой науки*, 1(53), с. 294–308.

Указания по определению промысловых ресурсов конденсата и его добычи при эксплуатации газоконденсатных месторождений на естественном режиме (1971). М: ВНИИГАЗ.

Сведения об авторах

Миляуша Венеровна Гагина – главный специалист отдела свойств флюидов и ГДИС

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д

e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

Владимир Григорьевич Волков – заместитель генерального директора по геологии и разработке

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д

e-mail: VolkovVG@knipi.rosneft.ru

Олег Александрович Гогешашвили – начальник отдела свойств флюидов и ГДИС

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

Россия, 660098, Красноярск, ул. 9 мая, д. 65Д

e-mail: GogebashviliOA@knipi.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 28.06.2024;

Принята к публикации 10.09.2024; Опубликовано 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

PVT-Properties Analysis of Reservoir Gases of the Yurubcheno-Tokhom Oil and Gas Accumulation Zone of the Baikit Oil and Gas Region Based on Regional Trends

M.V. Gagina*, V.G. Volkov, O.A. Gogebashvili

RN-KrasnoyarskNIPIneft, Krasnoyarsk, Russian Federation

*Corresponding author: Milyausha V. Gagina, e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

Abstract. Studies of changes in the physical and chemical properties of reservoir gas and gas cap condensate of an extremely saturated reservoir oil and gas condensate system depending on the conditions of deposits (reservoir pressures and temperatures) were carried out. The research was based on the results of laboratory analyses of 29 recombined gas samples taken from wells of the Yurubcheno-Tokhom oil and gas accumulation zone (YTZ). The main pattern of changes in the properties of gas condensates of the gas caps of the YTZ was revealed as a function of reservoir pressure. There was practically no correlation between PVT-properties determined from recombined reservoir gas samples and physical and chemical properties determined from wellhead condensate samples. A correlation between reservoir pressure and potential C_{5+} content in reservoir gas ($PC_{C_{5+}+higher}$), reservoir pressure and condensate recovery coefficient was

revealed. Based on this dependencies, it is possible to carry out conditional estimation of the gas condensate resources of gas caps – the potential content of C_{5+} and condensate recovery coefficient for new, small oil and gas condensate fields of the Yurubcheno-Tokhom oil and gas accumulation zone.

Keywords: PVT-properties of gas caps, gas condensate, reservoir gas, potential C_{5+} content ($PC_{C_{5+}+higher}$), condensate recovery coefficient, Yurubcheno-Tokhom zone of oil and gas accumulation

Recommended citation: Gagina M.V., Volkov V.G., Gogebashvili O.A. (2024). PVT-Properties Analysis of Reservoir Gases of the Yurubcheno-Tokhom Oil and Gas Accumulation Zone of the Baikit Oil and Gas Region Based on Regional Trends. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 109–115. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.12>

Acknowledgements

The authors express their gratitude to their colleagues from RN-KrasnoyarskNIPIneft and the reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

- Bartashevich A.A., Ermakova V.I. (1978). Method of geochemical exploration. Patent SU 716015. (In Russ.)
- Brusilovsky A.I. (2002). Phase transformations during the development of oil and gas fields. Moscow: Graal. (In Russ.)
- Ermakov V.I., Zorkin L.M., Skorobogatov V.A., Staroselsky V.I. (1990). Geology and geochemistry of combustible gases. Ed. I.V. Vysotsky. Moscow: Nedra, 315 p. (In Russ.)
- Gritsenko A.I., Gritsenko I.A., Yushkin V.V., Ostrovskaya T.D. (1995). Scientific basis for predicting the phase behavior of reservoir gas-condensate systems. Moscow: Nedra. (In Russ.)
- Guidelines for determining the field resources of condensate and its production during the exploitation of gas condensate fields in a natural mode (1971). Moscow: VNIIGAZ. (In Russ.)
- Instructions for the integrated study of gas and gas-condensate formations and wells (1980). Moscow: Nedra. (In Russ.)
- Methodological guidance on the procedure for the development, maintenance and execution of materials to substantiate the potential content of condensate in reservoir gas and the coefficient of condensate extraction from the subsoil (1986). Moscow: SOYUZGAZTEKNOLOGIYA. (In Russ.)
- Methodological guidelines for calculating the balance and recoverable reserves of condensate, ethane, propane, butanes, non-hydrocarbon components, determining their potential content in reservoir gas, accounting for the production of condensate and natural gas components (1990). Moscow: VNIIGAZ. (In Russ.)
- Rybyakov A.N. (2023). Patterns of changes in the content and composition of liquid hydrocarbons in free gas from fields in Western Siberia. *Vesti gazovoy nauki*, 1(53), pp. 173–181. (In Russ.)
- Rybyakov A.N., Kananykhina O.G. (2021). Formation and forecasting of condensate-containing fields and deposits in sedimentary basins of Russia. Problems of resources, exploration and production in the 21st century. *Vesti gazovoy nauki*, 3(48), pp. 80–91. (In Russ.)
- Skorobogatov V.A., Rybyakov A.N., Khabibullin D.Ya. (2023). Gas condensate of sedimentary basins of Russia: genesis, reserves, resources, production. Future. *Vesti gazovoy nauki*, 1(53), pp. 294–308. (In Russ.)

About the Authors

Milyausha V. Gagina – Chief specialist (PVT-properties),
Department of Fluid Properties and Well Testing
RN-KrasnoyarskNIPIneft
65D, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
e-mail: GaginaMV@knipi.rosneft.ru

Vladimir G. Volkov – Deputy General Director of Geology
and Development, Cand. Sci. (Physics and Mathematics)
RN-KrasnoyarskNIPIneft
65D, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
e-mail: VolkovVG@knipi.rosneft.ru

Oleg A. Gogebashvili – Head of the Department of Fluid
Properties and Well Testing
RN-KrasnoyarskNIPIneft
65D, 9 May st., Krasnoyarsk, 660098, Russian Federation
e-mail: GogebashviliOA@knipi.rosneft.ru

Manuscript received 28 June 2024;

Accepted 10 September 2024;

Published 30 September 2024