

doi:10.25689/NP.2019.3.102-114

УДК 552.578.1

**ТИПИЗАЦИЯ КОНДЕНСАТОВ ПЛАСТОВОГО ГАЗА
НИЖНЕПОКУРСКОЙ СВИТЫ В ПРЕДЕЛАХ БЕРЕГОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ФЛЮИДАЛЬНЫХ
КОЭФФИЦИЕНТОВ**

Заночуев С.А., Громова Е.А., Поляков А.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**IDENTIFICATION OF CRUDE GAS CONDENSATES BASED ON
FLUID COEFFICIENTS (BEREGOVOYE FIELD)**

Zanochuyev S.A., Gromova E.A., Polyakov A.V.

LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

E-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Конденсат пластового газа является важнейшим сырьем переработки углеводородов. Объемы добытого конденсата непосредственно связаны с текущими режимами работы эксплуатационных скважин, вскрывших залежи конденсатосодержащего пластового газа. Однако, дифференциация состава и свойств пластового флюида в пределах одного эксплуатационного объекта вносит значительные неопределённости в планирование добычи жидких углеводородов. В работе рассматриваются подходы, основанные на изучении флюидальных коэффициентов и направленные на однозначное установление типа конденсата, что позволит оперативно планировать объемы и прогнозировать качественные характеристики поставляемого на переработку конденсата. Предложенная типизация конденсатов позволяет более корректно оценивать запасы УВ C₅⁺ в целом по залежи.

Ключевые слова: конденсат, пластовый газ, газоконденсатные исследования, флюидальные коэффициенты, потенциальное содержание углеводородов C₅⁺

Abstract. Crude gas condensate is an essential refinery feedstock. Volume of produced condensate directly depends on current operation conditions in wells producing from gas condensate reservoirs. However, differences in reservoir fluid composition and properties within one development target cause uncertainties in hydrocarbon production planning.

The paper reviews methods based on fluid coefficient analysis which are aimed at precise definition of condensate type. This will enable efficient planning of production volume and forecasting quality of condensate feedstock. The suggested method of condensate type identification allows more consistent estimation of C_{5+} reserves for the whole field.

Key words: *condensate, crude gas, gas condensate studies, fluid coefficient, C_{5+} potential reserves*

Объектом изучения в настоящей работе является эксплуатационный объект в отложениях нижнепокурской свиты в пределах Берегового лицензионного участка. Крупная залежь пластового газа в отложениях сеномана на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении была открыта в 1982 г. В дальнейшем при поисково-оценочном и разведочном бурении нефтегазоносность была установлена до отложений нижней юры. В последнее время активно идут поиски газовых залежей в отложениях турона и березовской свиты.

Компонентный состав пластового газа и содержание в нем конденсата является важнейшей информацией для принятия обоснованных решений при проектировании разработки и эксплуатации газоконденсатных залежей. Понимание количественной, а также качественной характеристик группы жидких углеводородов (УВ C_{5+}) позволяет правильно планировать производственные мощности для транспорта и подготовки продукции, проводить оценку и корректное списание запасов, а также планировать методы повышения углеводородоотдачи.

Для определения состава и свойств пластового газа, а также добываемого конденсата принято проводить стандартные газоконденсатные исследования (ГКИ) с отбором проб и дальнейшим их исследованием в лаборатории. В условиях незначительного содержания УВ C_{5+} (до 50 г/м³) в составе пластового газа результативность ГКИ существенно зависит от условий проведения исследований и характеристик используемого сепараторного оборудования, обладающего

различной разделительной способностью. Фактор значительных депрессий, возникающих при проведении исследований, также вносит дополнительные неопределённости в получаемые результаты [1]. В этих случаях вероятность принятия ошибочных качественных и количественных показателей состава и свойств пластовых флюидов значительно повышается.

Наряду с этим трудности в оценке состава и свойств пластовых флюидов (газа и конденсата) вносит их дифференциация по разрезу и площади месторождения. Как правило, случаи дифференциации состава и свойств углеводородов связаны с генетикой их происхождения и особенностями миграции в процессе формирования залежи.

В настоящее время на месторождении эксплуатируются отложения нижнепокурской свиты (ПК₁₉₋₂₀), содержащие в себе крупные залежи конденсатосодержащего пластового газа. В процессе изучения разрабатываемой залежи выявлена значительная дифференциация состава и свойств пластового газа, а также добываемого конденсата. Так, плотность добываемого конденсата в зоне дренирования изменяется в диапазоне от 730 до 865 кг/м³, кинематическая вязкость – от 1,0 до 4,5 мм²/с (Рис. 1). Причем изменение свойств жидких углеводородов (УВ С₅₊) четко коррелирует с их потенциальным содержанием в составе пластового газа. Чем «тяжелее» добываемый конденсат, тем меньшая его концентрация содержится в составе пластового газа. Такая «нехарактерная» корреляция для газоконденсатных систем, указывает на то, что изменение характеристик добываемого конденсата не связано с ретроградными процессами, когда в процессе снижения давления часть конденсата остается в пласте, и происходит закономерное облегчение конденсата и снижение его содержания в составе пластового газа. Изменения свойств пластового флюида покурской свиты связаны, по-видимому, с геологическими или микробиологическими причинами: различными путями миграции флюида, источниками генерации, а также

возможными процессами биodeградации вследствие присутствия активных пластовых вод.

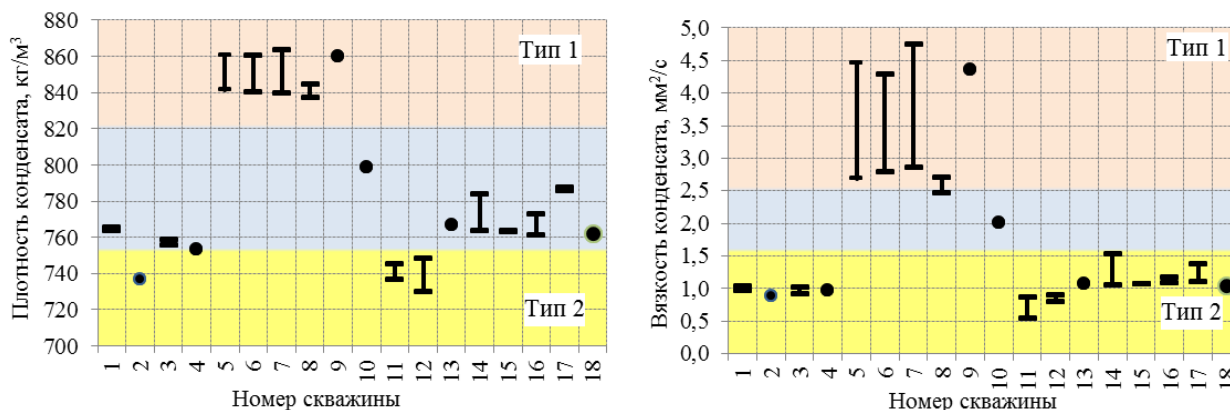


Рис. 1. Плотность и вязкость добываемого конденсата эксплуатационных скважин

Данные результатов газоконденсатных исследований эксплуатационных скважин, вскрывших отложения нижнепокурской свиты, о потенциальном содержании УВ C_{5+} , а также свойствах дегазированных жидких флюидов, позволяют четко выделить два типа пластового флюида (Рис. 2): I тип – с содержанием УВ C_{5+} менее 10 г/м^3 , дегазированный конденсат характеризуется высокой плотностью ($>840 \text{ г/м}^3$) и вязкостью ($>2 \text{ мм}^2/\text{с}$); II тип – с содержанием УВ C_{5+} более 20 г/м^3 , конденсат характеризуется плотностью менее 760 г/м^3 и вязкостью менее $1 \text{ мм}^2/\text{с}$. В зоне дренирования ряда скважин также отмечается наличие смешанного типа пластового флюида с усредненными характеристиками добываемого конденсата.

Понимание наличия зон с различными свойствами пластового флюида позволяет на ранних этапах изучения объекта корректно обосновывать физико-химических свойства пластовых флюидов при постановке запасов углеводородов на государственный баланс.

Для более детальной типизации пластовых флюидов ПК₁₉₋₂₀ были использованы геохимические подходы с выявлением индикаторов [2, 3]. Методология основана на поиске соотношений между компонентами в составе различных потоков флюидов, характерных для той или иной части

залежи, позволяющих однозначно идентифицировать флюид, насыщающий ту или иную область залежи. Особенность применяемых индикаторов в том, что они легко определяемы в ходе стандартных или специальных исследований, и независимы от условий отбора проб (пластового давления, условий сепарации при отборе проб и т.д.).

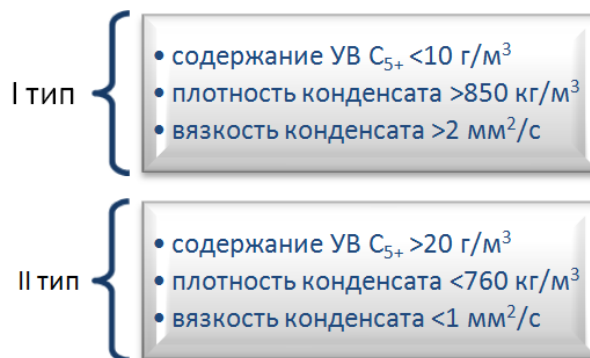


Рис. 2. Типизация пластовых флюидов покурской свиты пласта ПК₁₉₋₂₀ Берегового месторождения

В рамках данной работы для поиска флюидальных индикаторов были рассмотрены две составляющие пластового флюида:

- дегазированный (стабильный) конденсат – жидкая фаза, получаемая путем сепарации пластового газа;
- бензиновая фракция дегазированного (стабильного) конденсата – фракция с начала кипения флюида до 200°C . Фракция, детализируемая индивидуальными компонентами на анализаторе детального углеводородного состава сырой нефти до C_{13} с быстрым окончанием с обратной продувкой предколоники Agilent 7890. ДНА-LE по ASTM D6730-11.

При анализе данных по компонентно-групповому составу конденсата были использованы подходы, предложенные в работах [4, 5].

Индикаторы дегазированного конденсата.

По результатам хроматографических исследований конденсатов методом имитированной дистилляции были получены распределения

массовых концентраций фракций по их температурам кипения. Поиск максимума группы или фракции позволяет выявить различия в составе и свойствах жидкой составляющей пластового УВ флюида. Распределения массовых концентраций групп УВ в составе конденсатов эксплуатационных скважин проиллюстрированы на рис. 3. Конденсаты I типа характеризуются «пиковым» максимумом на углеводородах группы C_8 в распределении концентраций, тогда как в конденсатах II типа данная группа УВ практически отсутствует. Максимум для этих конденсатов приходится на углеводороды группы $C_{13} - C_{15}$. Конденсаты некоторых скважин обладают не характерным для конденсатов «двухмодальным» распределением массовых концентраций групп УВ, т. е. содержат в себе как легкие группы углеводородов $C_6 - C_9$, так и тяжелые ($C_{13} - C_{16}$). По всей видимости, происходит смешение пластовых газов вследствие неравномерной по площади динамики снижения пластового давления при разработке эксплуатационного объекта.

Причем отмечается различная степень «смешиваемости». Так, распределения массовых концентраций групп углеводородов в конденсате из скважин одного куста имеют «пиковый» максимум в содержании углеводородов группы $C_7 - C_8$. При этом группа C_{10} в таких конденсатах в различной степени преобладает над группой C_9 , а также наблюдается повышенное содержание групп $C_{13} - C_{16}$, что говорит о различной степени смесимости пластовых флюидов двух типов.

В качестве флюидальных коэффициентов для выявления взаимосвязей с потенциальным содержанием группы УВ C_{5+} в составе пластового газа были выбраны суммарное содержание групп УВ $C_5 - C_8$ и $C_8 - C_{16}$ в изучаемых конденсатах. В результате исследований было установлено, что в конденсатах низкоконденсатных пластовых систем практически отсутствуют легкие группы углеводородов и их суммарное массовое содержание не превышает 5 %. Более 80 % в этих конденсатах приходится на группу УВ $C_8 - C_{16}$ (Рис 4).

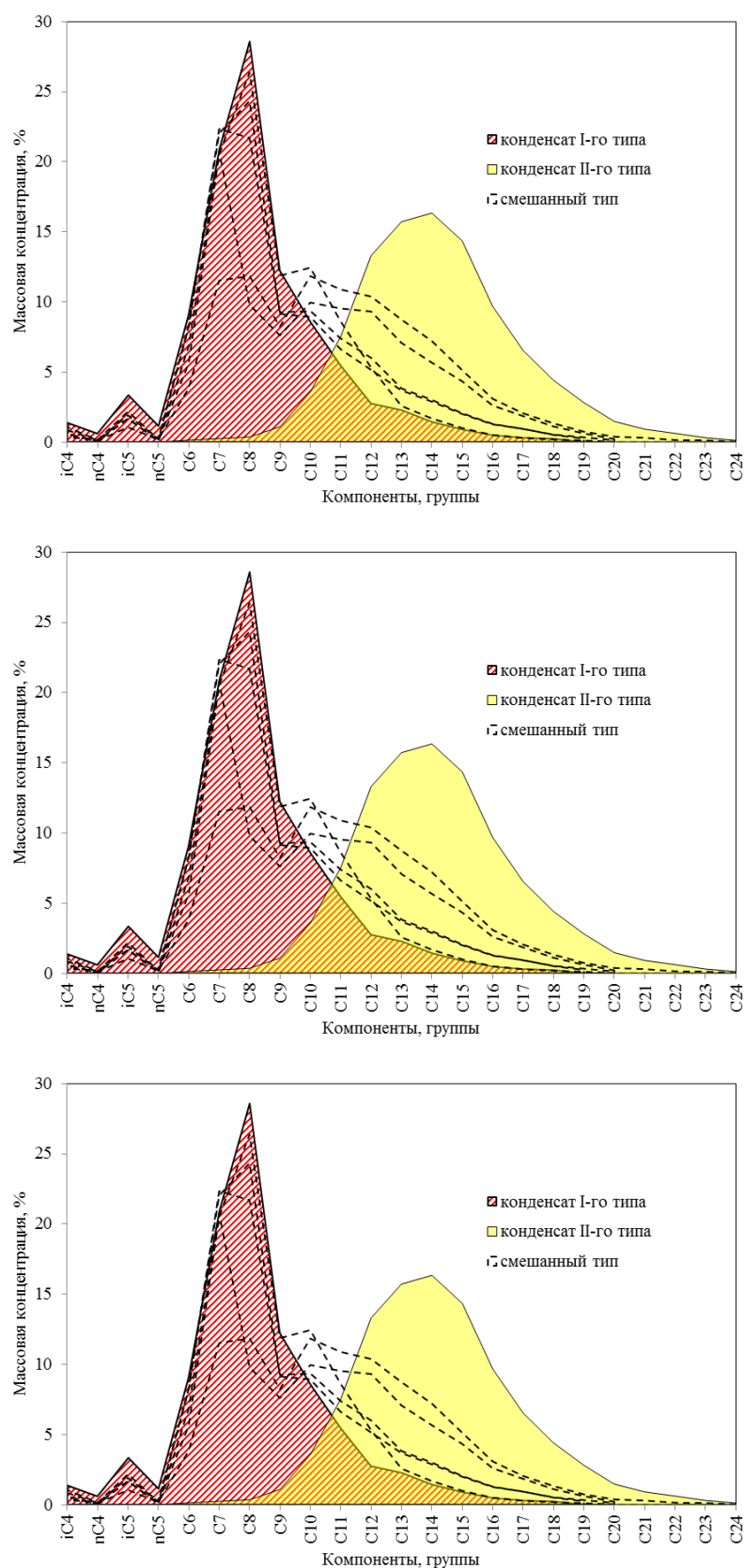


Рис. 3. Распределение массовой концентрации компонентов, групп в конденсатах эксплуатационных скважин Берегового месторождения

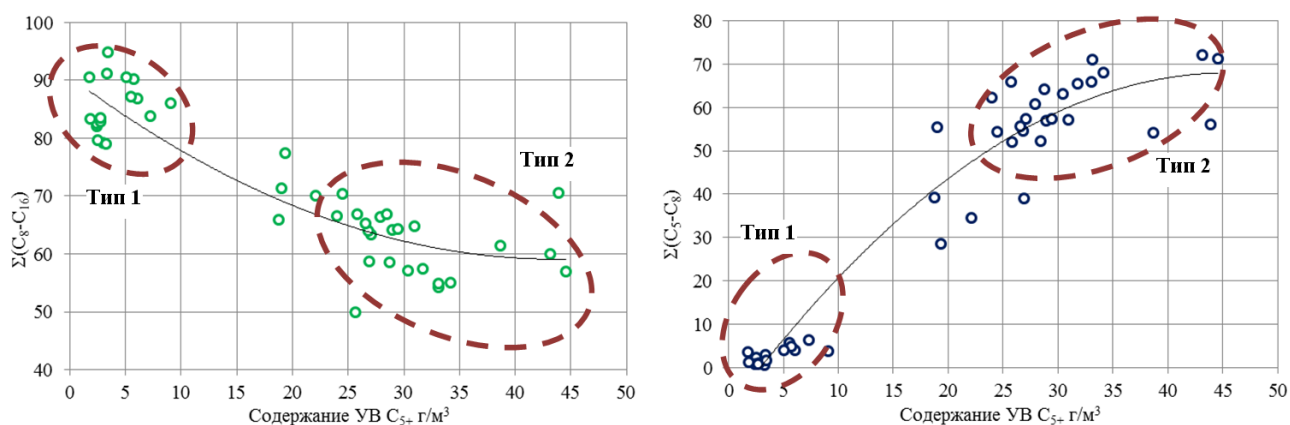


Рис. 4. Корреляционные зависимости флюидальных индикаторов для конденсата от потенциального содержания УВ C_{5+}

Критерии для определения типа конденсата приведены в табл. 1. Необходимо отметить, что положение максимума в распределении концентраций также характеризует тип конденсата: чем больше содержание УВ C_{5+} в составе пластового газа тем ближе максимум распределения к области легких углеводородов ($C_7 - C_8$).

Таблица 1

Флюидальные индикаторы конденсата пласта ПК₁₉₋₂₀ Берегового месторождения

Флюид	Индикатор	Диапазон изменения индикатора	Критерий
Пластовый газ	Максимум	$C_7 - C_{14}$	C_8 – тип I C_{14} – тип II
	C_5-C_8	0 – 80	< 10 – тип I > 50 – тип II
	C_8-C_{16}	20 – 80	> 80 – тип I < 75 – тип II

Индикаторы бензиновой фракции конденсата.

Бензиновая фракция конденсата исследовалась на хроматографе Agilent 7890. DHA-LE по ASTM D6730-11 с идентификацией отдельных компонентов. Детальная идентификация позволяет выделять различные флюидальные индикаторы для установления характерных особенностей не только бензиновой фракции, но и всего конденсата в целом. Это

обусловлено тем, что массовое содержание бензиновой фракции в конденсатах изучаемого пластового газа превышает 95 % и основные характеристики бензиновой фракции можно распространить на конденсат в целом.

Групповой углеводородный состав бензиновой фракции, в частности массовое содержание алкановых, нафтеновых и ароматических структур, характеризует его тип, связанный с различной зрелостью флюида. Более зрелые пластовые флюиды характеризуются большим содержанием простых парафиновых структур, в которых преобладают структуры нормального строения.

Суммарное массовое содержание алканов (изо- и нормального строения) в бензиновых фракциях конденсата изменяется в диапазоне 35,0 - 57,0 %. Причем закономерно повышенным содержанием этого индикатора выделяются скважины с пластовым флюидом I-го типа.

Содержание ароматических структур в конденсатах разных областей изменяется в диапазоне 5,0 – 30,0 %. Также в разы отличается содержание нафтеновых компонентов (3,0 – 50,0 %). Так, содержание ароматических структур для конденсатов I-го типа превышает 20 %, тогда как для конденсатов II типа УВ C_{5+} менее 10 %. Содержание нафтенов в изучаемых конденсатах различается в 4 - 5 раз. Для конденсатов I-го типа концентрация не превышает 10 %, для остальных конденсатов – более 40 %.

Структурно-групповой состав конденсата напрямую коррелирует с растворимостью УВ C_{5+} в составе пластового газа изучаемых отложений (Рис. 5).

В табл. 2 представлена совокупность флюидалльных индикаторов бензиновой фракции, которые были систематизированы и обобщены для эксплуатационных скважин Берегового месторождения.

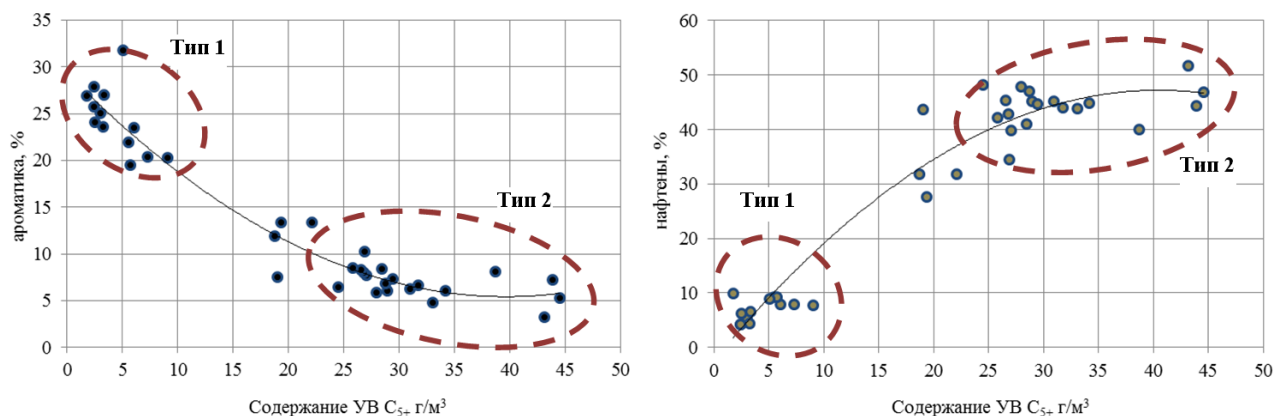


Рис. 5. Зависимость массового содержания ароматических и нафтенных структур в составе конденсата в зависимости от его растворимости в пластовом газе

Таблица 2

Флюидальные индикаторы конденсатов пласта ПК₁₉₋₂₀ Берегового месторождения

Флюид	Показатель	Диапазон изменения показателя	Критерии для типа конденсата	
			I тип	II тип
Стабильный конденсат (бензиновая фракция)	Алканы (П), %	35,0 – 57,0	> 45,0	< 45,0
	Ароматика (А), %	5,0 – 30,0	> 18,0	< 10,0
	Нафтены (Н), %	3,0 – 50,0	< 10,0	> 40,0
	Бензол, %	0 – 0,45	< 0,2	> 0,2
	м-ксилол	0 – 0,9	< 0,1	> 0,1
	метилциклопентан	0 – 5,0	< 1,0	> 1,5
	циклогексан	0 – 12,0	< 2,0	> 4,0
	метилциклогексан	0 – 16,0	< 1,0	> 4,0
	А/Н	0,1 – 6,5	> 2,0	< 1,0
	Н/П	0,1 – 1,2	< 0,22	> 0,35
	А/П	0,1 – 0,6	> 0,33	< 0,33
	МЦП/ЦГ	0,1 – 0,7	> 0,5	< 0,5
	м/о	0,2 – 2,5	< 0,3	> 0,3
	Н/nCn	0 – 30	< 5,0	> 5,0
	А/nCn	0 – 10	> 6,0	< 6,0
	(C ₅ -C ₈)/nCn	0 – 90	< 22,0	> 40,0

Таким образом, в ходе детального анализа составов и свойств дегазированного конденсата и его бензиновой фракции были установлены явные корреляционные связи различных флюидальных коэффициентов с различным типом конденсата и растворяющей способностью пластового газа изучаемого объекта.

Выводы:

- в результате комплексных исследований была подтверждена значительная разница в составах и свойствах пластового флюида скважин покурской свиты (ПК₁₉₋₂₀), что позволяет утверждать о наличии двух типов его типов в пределах одной залежи;
- технологические факторы, влияющие на результативность ГКИ, не смогли бы привести к столь значительным различиям в составах и свойствах добываемых флюидов;
- флюидалльные индикаторы добываемого конденсата напрямую зависят от растворяющей способности газовой фазы (пластового газа);
- прогноз качественных и количественных характеристик добываемого конденсата и его типизация может осуществляться с использованием значений предложенных флюидалльных коэффициентов;
- преимуществом использования флюидалльных индикаторов является то, что при достаточно высокой точности предложенного подхода для получения результатов не обязательно проводить полный комплекс газоконденсатных исследований, а достаточно ограничиться лишь отбором проб дегазированного конденсата на устье скважин;
- понимание наличия зон с различными свойствами пластового флюида позволяет на ранних этапах изучения объекта корректно обосновывать физико-химических свойства пластовых флюидов при постановке запасов углеводородов на государственный баланс.
- по мере разбуривания Берегового месторождения предложенный подход ляжет в основу зонирования областей с различной конденсатонасыщенностью пластового газа при подсчете запасов;
- рекомендуется использовать предложенный подход анализа данных с целью выявления зон с различными составами и свойствами пластового газа на газоконденсатных месторождениях.

Список литературы

1. Заночуев С.А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 4-2013. Вып. 33. С.46 – 53.
2. Чахмачев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем / В.А. Чахмачев. – М.: Недра, 1983
3. Chakhmakhchev, A., Shiganova, O., & Andrus, V. (2017, October 16). Geochemical Tools to Correlate Light Petroleum and Evaluate Thermal Maturity: A Case Study of Precambrian Condensates from East Siberia, Russia (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187757-RU
4. Косякова Л.С. Парфенова Н.М. и др. Геохимические исследования газоконденсатов Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения Научно-технический сборник вести газовой науки // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2015. № 4 (24). С. 66-73.
5. Фурсенко Е.А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и Сереных районов Широного Приобья (Западная Сибирь) / Е.А. Фурсенко; науч. Ред. Акад. А.Э. Конторович. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2014. – 146 с.

References

1. S.A. Zanochuyev *Promyslovye faktory, vliyayushchie na dostovernost' opredeleniya harakteristik plastovogo gaza* [Field-geologic factors affecting accuracy of crude gas characterization]. Scientific and technical bulletin of OAO NK Rosneft, 4-2013, No.33, pp. 46-53 (in Russian)
2. V.A. Chakhmachev *Geohimiya processa migracii uglevodorodnyh sistem* [Geochemistry of hydrocarbon system migration]. Moscow, Nedra, 1983 (in Russian)
3. Chakhmakhchev, A., Shiganova, O., & Andrus, V. (2017, October 16). Geochemical Tools to Correlate Light Petroleum and Evaluate Thermal Maturity: A Case Study of Precambrian Condensates from East Siberia, Russia (Russian). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/187757-RU
4. L.S. Kosyakova, N.M. Parfenova *Geohimicheskie issledovaniya gazokondensatov YUzhno-Kirinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Geochemical analysis of gas condensates from Yuzhno-Kirinskoye oil and gas condensate field]. Scientific and technical bulletin. Vesti gazovoi nauki, 2015, No.4 (24), pp.66-73(in Russian)
5. E.A. Fursenko *Geohimiya nizkomolekulyarnykh uglevodorodov neftej i kondensatov Nadym-Tazovskogo mezhdurech'ya i Severnykh rajonov SHirotnogo Priob'ya (Zapadnaya Sibir')* [Geochemistry of low-grade petroleum and condensate hydrocarbons from Nadym-Tazovskoye interfluvial area and northern areas of Latitude Priob (West Siberia)]. Novosibirsk, INGG RO RAN, 2014, 146 p (in Russian)

Сведения об авторах

Заночуев Сергей Анатольевич, кандидат технических наук, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Громова Евгения Александровна, кандидат технических наук, эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Поляков Антон Владимирович, заведующий лабораторией, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Российская федерация
E-mail: avpolyakov31@tnnc.rosneft.ru

Authors

Zanochuyev S.A., PhD, Head of Department, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation
E-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Gromova E.A., PhD, Expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation
E-mail: eagromova@tnnc.rosneft.ru

Polyakov A.V., Head of laboratory, LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation
E-mail: avpolyakov31@tnnc.rosneft.ru

Заночуев Сергей Анатольевич
625002, Российская Федерация
г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1
Тел.: +7(3452) 52-90-90 вн. 6501
E-mail: sazanochuev@tnnc.rosneft.ru