

УДК 665.61.033

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА КОНДЕНСАТОВ САРМАТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ ИМИТИРОВАННОЙ ДИСТИЛЛЯЦИИ

© 2017 г. | М.В. Шарашкина, Н.Н. Польская, А.Ю. Самойленко

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, Россия,
msharashkina@lukoilmn.ru, npolskaya@lukoilmn.ru, asamoylenko@lukoilmn.ru

COMPARATIVE COMPOSITIONAL ANALYSIS OF SARMAT FIELD CONDENSATES BY SIMULATED DISTILLATION METHOD

© 2017 | M.V. Sharashkina, N.N. Polskaya, A.Yu. Samoilenko

Branch of ООО "LUKOIL-Engineering", "VolgogradNIPImorneft", Volgograd, Russia,
msharashkina@lukoilmn.ru, npolskaya@lukoilmn.ru, asamoylenko@lukoilmn.ru

Поступила 10.12.2016 г.

Принята к печати 02.06.2017 г.

Ключевые слова: корреляция продуктивных пластов; имитированная дистилляция; газохроматографический анализ; фракционный состав; кривая ИТК; концентрационное распределение.

В статье представлены результаты лабораторных исследований фракционных составов стабильных конденсатов титонского яруса скважин Сарматская-1 и Сарматская-2. Исследования выполнялись методом имитированной дистилляции с использованием газожидкостного хроматографа. По результатам работ для исследованных образцов построены кривые истинных температур кипения и концентрационного распределения УВ-фракций, с помощью которых проводилась сравнительная оценка количественного и качественного состава конденсатов. Согласно данным хроматографической дистилляции, установлено, что сверху вниз по разрезу месторождения (при переходе от I ко II и III пластам титонского яруса) наблюдается облегчение конденсатов, выраженное соответствующим изменением их компонентного состава. На основании анализа представленной информации сделан вывод о том, что отложения I пласта являются самостоятельной залежью. Конденсаты, полученные при испытаниях II и III пластов, по общим пределам содержания и характеру распределения фракций идентичны, что может свидетельствовать о том, что они представляют собой общую газоконденсатную систему. В рамках статьи показана возможность использования метода имитированной дистилляции как экспресс-метода оценки корреляции продуктивных пластов.

Received 10.12.2016

Accepted for publishing 02.06.2017

Key words: correlation of productive layers; simulated distillation; gas chromatographic analysis; fractional composition; the TBP curve; concentration distribution.

The article presents the results of laboratory study of fractional compositions of stable condensates from the Tithonian stage sampled in Wells Sarmatsk-1 and Sarmatsk-2. The study was performed by the simulated distillation method using a gas-liquid chromatograph. Based on the results of the study of the samples we have obtained the curves of true boiling points (TBP) and hydrocarbon fractions concentration distribution and further used the curves to perform comparative evaluation of quantitative and qualitative compositions of the condensates. The results of chromatographic distillation show that the condensates become lighter vertically downwards along the field section (from Tithonian Layer I to Layer II and Layer III), which is proved by respective change in their component composition. Based on analysis of the presented data it was concluded that the reservoirs of Layer I contain an independent HC accumulation. The condensates obtained by testing from Layers II and III are identical in terms of their ultimate content and fraction distribution pattern, which may indicate their belonging to a common gas-condensate system. As much as the limits of the article permit, the possibility of using the simulated distillation as an express method for evaluation of the correlation of productive layers is shown.

В настоящее время для решения корреляции продуктивных пластов, наряду с промыслово-геологическими и геофизическими методами, широко привлекаются и геохимические (молекулярный состав бензиновых фракций, среднекипящих парафиновых углеводородов и высококипящих полициклических биомаркеров). УВ-флюиды, приуроченные к одному резервуару, обычно характеризуются сходством состава

по сравнению с флюидами разных резервуаров, в которых имеются определенные различия [1, 2, 4–6, 8].

В данной работе предлагается новый подход к сопоставлению и идентификации продуктивных пластов по разрезам скважины с помощью метода имитированной дистилляции — газохроматографического анализа распределения фракций нефтепродуктов по температурам кипения [3, 7].

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Представим сравнительную характеристику фракционных составов конденсатов титонского яруса Сарматского месторождения.

Определение компонентного состава проводилось методом имитированной дистилляции в соответствии со стандартом ASTM D2887 на хроматографе «Кристалл 2000М» с пламенно-ионизационным детектором (ПИД) [9]. Для выполнения анализа использовали капиллярную колонку МХТ 2887 (10 м × 0,53 мм × 2,65 мкм) с неполярной неподвижной фазой (полидиметилсилоксан), обеспечивающую разделение УВ-компонентов в соответствии с их температурами кипения. Условия проведения газохроматографического анализа:

- газ-носитель — гелий;
- начальное давление на входе в капиллярную колонку при 40 °С — 10 кПа;
- скорость нарастания давления — 0,5 кПа/мин;
- конечное давление — 30 кПа;
- температура ПИД — 370 °С;
- начальная температура термостата колонок — 40 °С.

Программирование температуры:

- время выдержки при 40 °С — 1 мин;
- скорость набора температуры — 10 °С/мин;
- конечная температура термостата колонок — 350 °С.

Обработку хроматограмм и их расчет проводили с использованием программы «Анализатор».

В качестве объектов исследования были выбраны образцы стабильного конденсата, отобранные из скв. Сарматская-2 в интервалах перфорации:

- 3205,0–3217,0 м, титонский (III) ярус, DST-1;
- 3205,0–3217,0; 3171,0–3192,0 м, титонский (II+III) ярус, DST-2;
- 3205,0–3217,0; 3171,0–3192,0 м, после соляно-кислотной обработки, титонский (II+III) ярус, DST-3;
- 3126,4–3146,0 м, титонский (I) ярус, DST-4.

Согласно кривым истинных температур кипения (ИТК) (рис. 1), состав конденсатов, полученных при испытаниях DST-1, 2 и 3, остается практически неизменным, количество бензиновых фракций (выкипающих до 200 °С) достигает 68,0 и 67,0 % соответственно; керосиновых фракций (выкипающих в пределах 200–300 °С) — 20,8; 21,0 и 21,3 %; масляных и газойлевых фракций (выкипающих в пределах 300–500 °С) — 10,8; 11,6 и 11,4 %; доля остатка составляет 0,3 и 0,4 %. При переходе к конденсату, полученному при испытании I пласта (испытание DST-4), наблюдается утяжеление его фракционного

состава, увеличение выхода средних (с 21,0 до 34,3 %) и высококипящих фракций с температурой кипения, превышающей 300 °С (с 11,3 до 18,1 % соответственно), наряду с уменьшением легких фракций (с 67,3 до 47,1 %) при практически одном и том же содержании остатка (0,4 %).

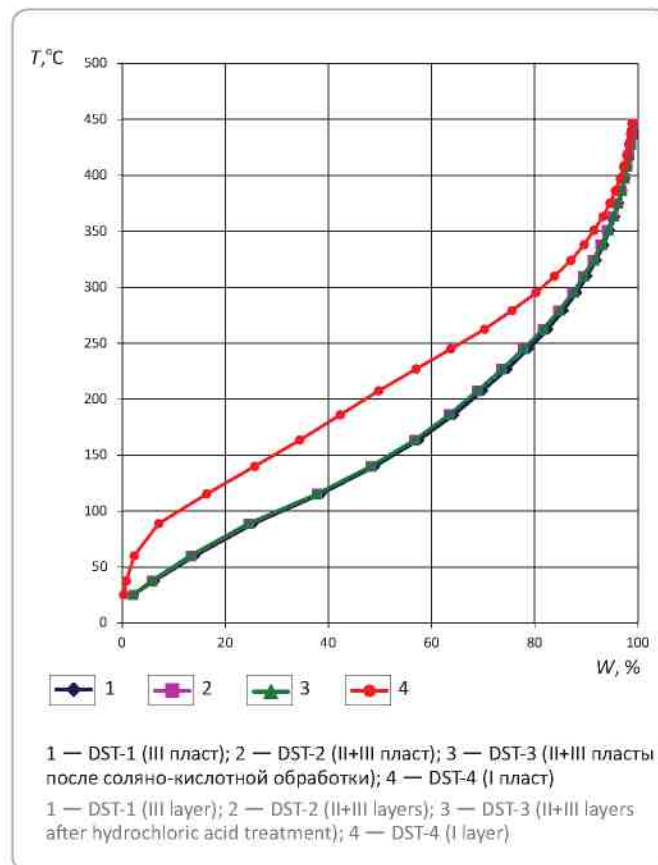
На рис. 2 приведен график концентрационного распределения УВ-фракций конденсатов, полученных при испытании объекта.

Во всех пробах выделяются характерные для конденсатов четкие максимумы, приходящиеся на фракции C_7 – C_{10} (35,0 % для конденсатов испытаний DST-1, 2, 3 и 23,4 % — DST-4). По мере роста температуры выходы отдельных фракций, начиная с C_{10} , равномерно снижаются по всей высокомолекулярной области C_{10} – C_{30} и составляют соответственно 50,9 и 73,19 %.

Отличительной особенностью исследуемых флюидов являются изгибы в области фракций C_{14} – C_{16} . Следует отметить, что у конденсатов из II и III пластов этот изгиб менее выражен, чем у конденсата из I пласта титонского яруса.

Рис. 1. Кривые ИТК стабильных конденсатов скв. Сарматская-2

Fig. 1. The TBP curves for stable condensates. Well Sarmatskaya-2.



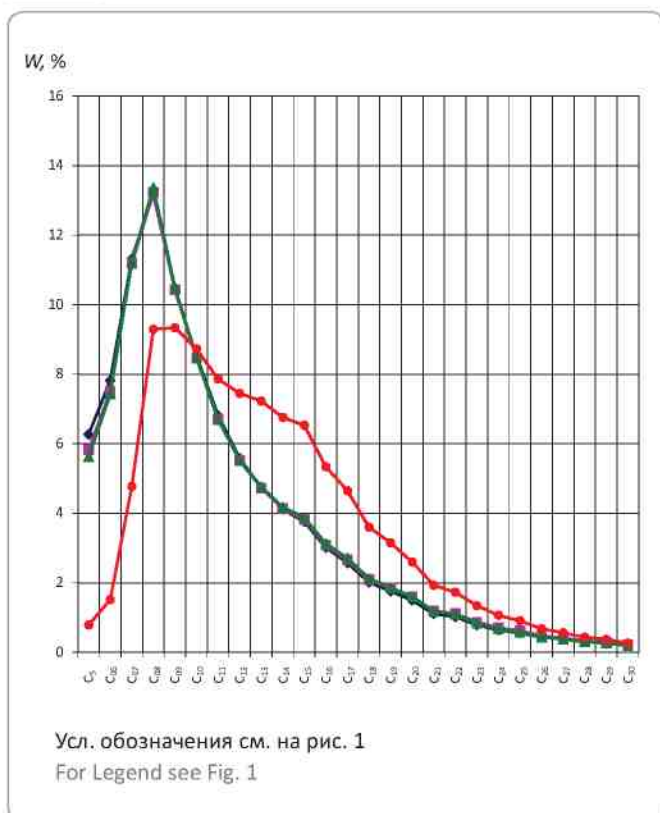
Таким образом, результаты проведенных исследований показали, что конденсаты, полученные при испытаниях DST-1, 2 и 3, по общим пределам содержания и характеру распределения фракций идентичны. Приобщение II пласта к III в ходе испытаний DST-2 и 3 не оказало существенного изменения на фракционный состав конденсата, что указывает на общность газоконденсатных систем испытанных объектов.

Конденсат, полученный при испытании DST-4, напротив, значительно отличается, что может свидетельствовать об изолированности титонского (I) яруса.

Далее было проведено сопоставление данных по составам конденсатов скв. Сарматская-2 и ранее изученной скв. Сарматская-1. Для этого авторами статьи были проанализированы составы стабильных конденсатов скв. Сарматская-1 по пробам, отобранным в декабре 2002 г. из следующих интервалов перфорации:

- 3125–3133 м, титонский (II) ярус, DST-3;
- 3125–3144; 3171–3163 м, титонский (II+III) ярус, DST-5;
- 3125–3144; 3157–3171 м, титонский (II+III) ярус, DST-6;
- 3072–3094 м, титонский (I) ярус, DST-7.

Рис. 2. Компонентный состав проб стабильного конденсата скв. Сарматская-2.
Fig. 2. Component composition of samples of stable condensate. Well Sarmatskaya-2

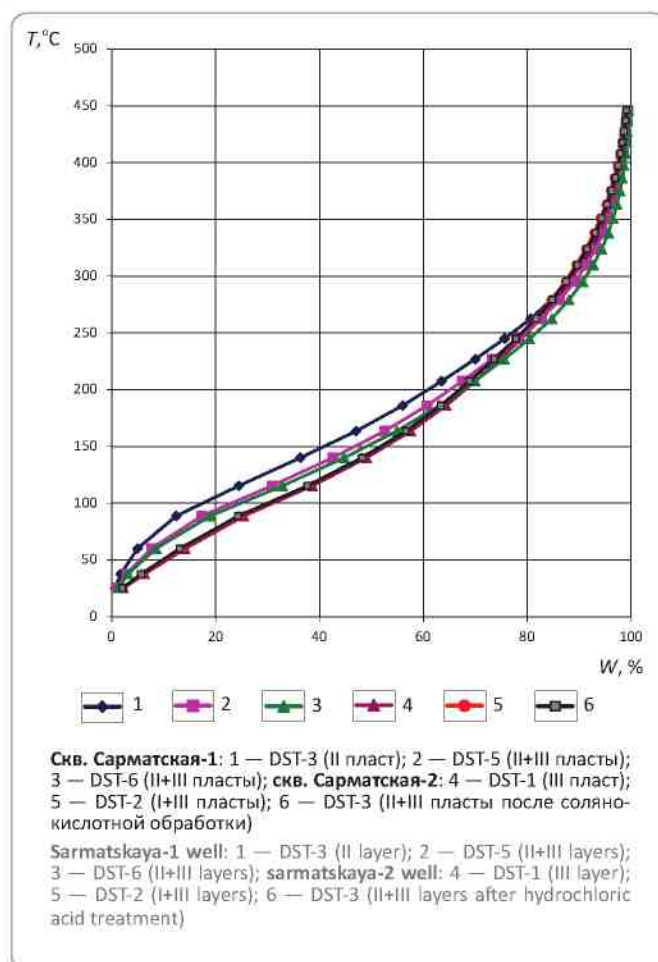


Кривые ИТК проб конденсатов, полученных при испытании титонского яруса, представлены на рис. 3, из которого следует, что конденсаты, относящиеся к объектам испытаний DST-3, DST-5 и DST-6 титонского яруса, имеют небольшое различие во фракционном составе.

Наибольшее содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С, наблюдается в конденсате испытаний DST-6 и DST-5 (67,5 и 65,1 %); содержание керосиновых фракций, выкипающих в пределах 200–300 °С, в этих пробах составляет соответственно 23,9 и 24,7 %; выход масляных и газойлевых фракций, выкипающих в пределах 300–500 °С, не превышает 8,4 и 9,9 %.

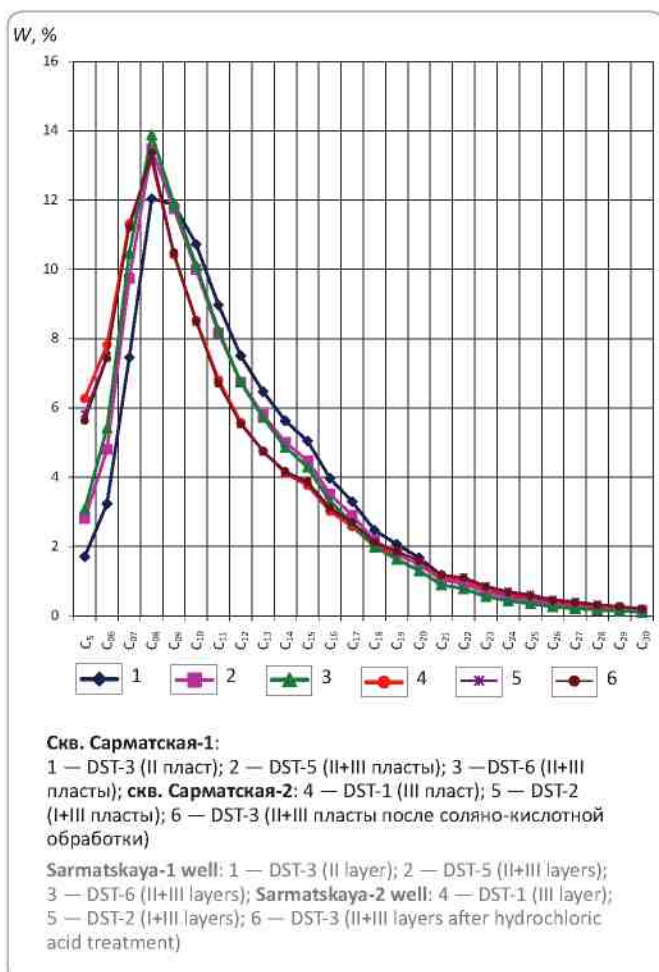
В конденсате, полученном при испытании DST-3, отмечается небольшое снижение доли легких углеводородов (до 60,9 %), в связи с чем незначительно увеличивается выход средних и высококипящих фракций (27,8 и 11,0 %).

Рис. 3. Кривые ИТК проб стабильных конденсатов II и III пластов титонского яруса
Fig. 3. The TBP curves of samples of stable condensates from Layers II and III of the Tithonian stage



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 4. Компонентный состав проб стабильных конденсатов II и III пластов титонского яруса
 Fig. 4. Component composition of stable condensate samples from Layers II and III of the Tithonian stage



Такое распределение компонентного состава в данном конденсате, по-видимому, обусловлено потерей бензиновых фракций в результате длительного хранения проб. Содержание остатка для всех трех испытаний остается практически неизменным — 0,2 и 0,3 %.

В целом можно отметить, что описанные конденсаты, несмотря на перечисленные различия, по общим пределам содержания фракций существенно не различаются между собой.

Сравнительный анализ фракционного состава конденсатов из скважин Сарматская-1, 2 проводили по пробам, полученным при испытании II и III пластов титонского яруса.

Согласно данным хроматографической дистилляции (см. рис. 3), конденсаты из скв. Сарматская-2 (время отбора — декабрь 2011 г.) при сравнении с конденсатами скв. Сарматская-1 (время отбора — декабрь 2002 г.) характеризуются в среднем большим

содержанием легких фракций, выкипающих до 200 °С (67,3 % по отношению к 64,5 %), большим содержанием масляных и газойлевых фракций, выкипающих в пределах 300–500 °С (11,3 % по сравнению с 9,8 %), и меньшим выходом керосиновых фракций, выкипающих в пределах 200–300 °С (21,0 и 25,5 % соответственно). По содержанию остатка конденсаты практически не различаются между собой (0,4–0,3 %).

На рис. 4 приведено сопоставление компонентных составов стабильных конденсатов нижнего титонского яруса из скважин Сарматская-1, 2.

По характеру распределения фракций все кривые имеют схожий вид. Для всех характерно наличие ярко выраженного максимума в области низкомолекулярных углеводородов C_7 – C_9 , с ростом температуры, начиная с C_{10} , наблюдается резкое снижение выхода отдельных фракций C_{10} – C_{30} , более выраженное для конденсатов скв. Сарматская-2.

Следует отметить, что на всех кривых концентрационного распределения в области фракций C_{14} – C_{16} наблюдается незначительный перегиб, позволяющий предположить наличие нефти в исследуемых конденсатах.

Согласно представленным результатам, видно, что конденсаты II и III пластов титонского яруса скважин Сарматская-1, 2 имеют некоторые несущественные различия в компонентном составе.

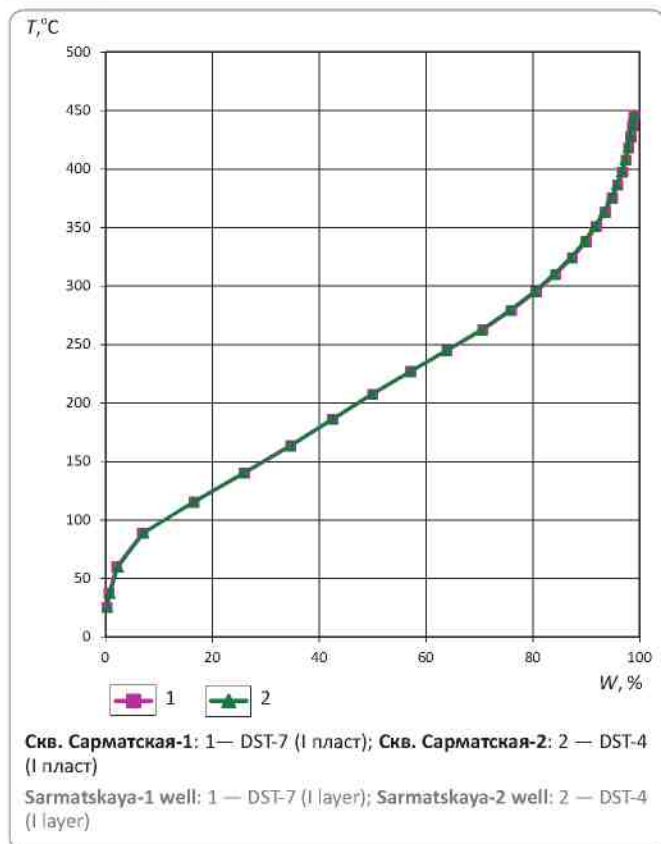
Результаты разгонки конденсатов из отложений I пласта скважин Сарматская-1 (испытание DST-7) и Сарматская-2 (испытание DST-4) представлены на рис. 5.

Согласно кривой ИТК (см. рис. 5), в стабильном конденсате из отложений I пласта содержание бензиновых фракций (выкипающих до 200 °С) составляет 47,4 % для скв. Сарматская-1 и 47,2 % для скв. Сарматская-2; керосиновых фракций (выкипающих в пределах 200–300 °С) — 34,4 и 34,3 % соответственно; масляных и газойлевых фракций (выкипающих в пределах 300–500 °С) — 17,8 и 18,1 %; доля остатка в пробах составляет 0,4 %.

На рис. 6 приведен график концентрационного распределения УВ-фракций стабильных конденсатов, полученных из I пласта титонских отложений исследуемых скважин. Как видно из рис. 6, рассматриваемые флюиды характеризуются четким максимумом в районе сравнительно легкой бензиновой части C_7 – C_{11} , суммарное содержание которой составляет 40,5 и 40,0 % соответственно.

В области керосиновых фракций C_{14} – C_{16} на кривой отмечен небольшой изгиб, характерный для всех конденсатов титонских отложений Сарматского месторождения, что, вероятнее всего, явилось следствием проникновения нефти в исследуемые пробы. Содержание фракций, начиная с C_{17} , равномерно снижается по всей высокомолекулярной области C_{17} – C_{30} .

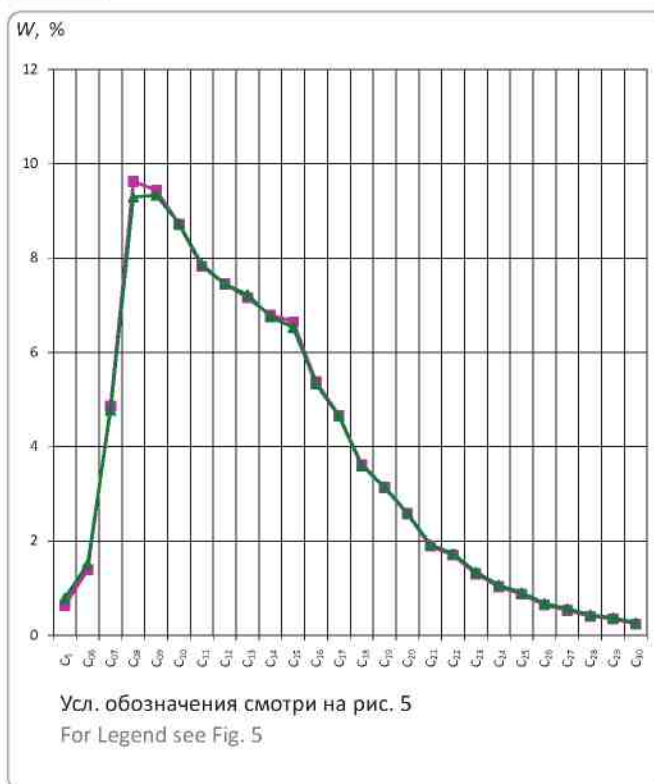
Рис. 5. Кривые ИТК проб стабильных конденсатов пласта титонского яруса
Fig. 5. The TBP curves of stable condensate samples from Layer I of the Tithonian stage



На основании результатов сравнительного анализа конденсатов титонского яруса Сарматского месторождения можно сделать следующие выводы:

- компонентные составы конденсатов II и III пластов имеют схожий характер — возможное свидетельство того, что они являются общей газоконденсатной системой;

Рис. 6. Компонентный состав проб стабильных конденсатов I пласта титонского яруса
Fig. 6. Component composition of stable condensate samples from Layer I of the Tithonian stage



- соляно-кислотная обработка не повлияла на состав конденсата из II и III пластов;
- отложения I пласта являются самостоятельной залежью, о чем свидетельствуют существенные различия в компонентных составах конденсатов из рассмотренных пластов.

Таким образом, метод имитированной дистилляции может применяться как экспресс-метод оценки корреляции продуктивных пластов.

Литература / References

Опубликованная / Published

1. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 81–89.
 Dakhnova M.V. Use of geochemical investigations in exploration, assessment and development of hydrocarbon fields. *Geologiya nefi i gaza*. 2007;(2):81–89.
2. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра. – 2012. – 460 с.
 Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. *Geology and geochemistry of oil and gas*. M: Nedra; 2012. 460 p.
3. Козобкова Н.А., Афанасьева Е.А. Экспресс-методы анализа нефти // Трубопроводный транспорт нефти. – 2007. – № 11. – С. 35–37.
 Kozobkova N.A., Afanasieva E.A. Express methods of oil analyses. *Truboprovodniy transport nefi*. 2007;(11):35–37.
4. Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Артемьев В.Ю., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М. Закономерности изменения углеводородного состава флюидов месторождения Медвежье // Газовая промышленность. – 2013. – Спецвып. – № 696. – С. 37–44.
 Parfenova N.M., Kosiakova L.S., Artemiev V.Yu., Grigoriev E.B., Shafiev I.M. Regularities in variation of the hydrocarbon composition of fluids from the Medvezhie field. *Gazovaya promyshlennost. Spetsvyputsk*. 2013;(696):37–44.

METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

5. Старобинец И.С., Гудзенко В.Т. Условия формирования многопластовых скоплений углеводородов по геохимическим данным (на примере Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 3. – С. 35–53.

Starobinets I.S., Gudzenko V.T. Conditions of formation of hydrocarbon multi-layer accumulations as derived from geochemical data (history case from West Siberia). Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. 2007;(3):35–53.

6. Федорова Г.С., Косякова Л.С., Артемьев В.Ю. Геохимические исследования углеводородных флюидов Чугорьяхинского месторождения // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. статей / под ред. Б.А. Григорьева. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. – 2010. – С. 23–32.

Fedorova G.S., Kosiakova L.S., Artemiev V.Yu. Geochemical studies of hydrocarbon fluids from the Chugoriakhinskoye field. In: B.A. Grigoriev, ed. Aktualnyye voprosy issledovaniya plastovykh sistem mestorozhdeniy uglevodorodov: sb. nauch. statey. Moscow: Gazprom VNIIGAZ; 2010. pp. 23–32.

7. Шарашкина М.В., Самойленко А.Ю., Соболева Е.Ф. Внедрение метода имитированной дистилляции для определения фракционного состава пластовых флюидов // Вопросы освоения нефтегазоносных бассейнов: сб. науч. статей ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – 2008. – Вып. 67. – С. 181.

Sharashkina M.V., Samoilenko A.Yu., Soboleva E.F. Implementation of the simulated distillation method for determination of fractional composition of reservoir fluids. In: A.M. Repey, L.S. Bagov, eds. Voprosy osvoyeniya neftegazonosnykh basseynov: sb. nauch. statey OOO "LUKOIL-VolgogradNIPImorneft"; Issue 67. 2008. pp. 181–186.

8. Peters K.E., Fowler M.G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management // *Organic Geochemistry*. 2002;(33):5–36.

Фондовая / Library holdings

9. ASTM Standard D2887-08.2008. Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography. West Conshohocken, PA: ASTM International; 2008. DOI: 10.1520/D2887-08, www.astm.org.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ И АВТОРЫ ЖУРНАЛА «ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА»!

С целью повышения уровня контента и престижа журнала, а также увеличения индекса цитирования авторов редколлегия приняла решение участвовать в программе оценки качества публикаций научно-технических периодических изданий.

Предлагаем вашему вниманию новый макет журнала, который позволит нам претендовать на включение в международную реферативную базу данных SCOPUS, крупнейшую в сфере научно-технической периодики. В новом номере мы постарались максимально учесть требования экспертного совета по оформлению и содержанию публикуемых материалов. При этом редколлегия и редакции очень важно, чтобы информация в журнале оставалась интересной, полезной и доступной для читателей.

Также с целью повышения качества публикаций создана группа научных редакторов из числа членов редколлегии, которые рассматривают предложенные статьи после их рецензирования.

Журнал очень дорожит своей многолетней репутацией, доверием авторов и уважением читателей. Для того чтобы поддерживать статус ведущего отраслевого издания и соответствовать международному уровню современной научной периодики, мы обращаемся к авторам с просьбой как можно внимательнее отнестись к правилам подготовки рукописей статей, опубликованным в начале номера и на сайте журнала www.oilandgasgeology.ru. Особенно это касается столь важных вопросов как издательская этика, качество графических материалов и достоверность фактических данных. Предоставление англоязычной информации — важный критерий, обусловленный выходом в международное сообщество, поэтому мы обязательно поможем вам с его оформлением.

Рады сообщить вам, что теперь весь архив выпусков журнала более чем за последнее десятилетие вы можете найти на сайте нашего издания, а также ознакомиться с содержанием новых выпусков.

Мы открыты для ваших замечаний и предложений, которые дадут нам возможность вместе усовершенствовать наш журнал, сохранить доверительные взаимоотношения, сделать наше общение продуктивнее и комфортнее, а публикации в журнале — еще более достойными и обеспечить им выход в мировое научное сообщество.

Редколлегия журнала «Геология нефти и газа»