

УДК 622.279.23

## К вопросу оценки качества проб пластовых флюидов

Л.С. Косякова<sup>1\*</sup>, Н.М. Парфёнова<sup>1</sup>, Д.Р. Крайн<sup>1</sup>, И.М. Шафиев<sup>1</sup>,  
В.А. Логинов<sup>1</sup>, Р.Ю. Наренков<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

\* E-mail: L\_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru

**Тезисы.** Определение качества отобранных проб пластовых флюидов (газа, конденсата, нефти) является важным на всех стадиях разработки месторождения. Существует комплекс мероприятий по оценке представительности отобранных проб. В статье рассмотрены примеры определения представительности отобранных проб по критерию загрязненности технологическими жидкостями, применяемыми при бурении, перфорации и освоении скважины. Химический состав проб оценивался методами физико-химического анализа (ФХА) и газожидкостной хроматографии (ГЖХ).

Так, в процессе исследования пластовых флюидов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в течение 2009–2016 гг. пробы флюидов проверялись на содержание новой экологически безопасной системы бурового раствора «Полиэконал-Флора». В некоторых образцах примесь бурового раствора была обнаружена методом ГЖХ в количествах от 0,02 до 0,17 масс. %, в результате чего пробы признали некачественными.

При вторичном вскрытии скважины № 1 Южно-Лунского месторождения в режиме очистки после закачки дизельного топлива для создания нужной депрессии существовала вероятность попадания дизельного масла в продукцию скважины. Тем не менее методами ФХА и ГЖХ установлено отсутствие в пробах нефти и конденсата сколь-либо заметных его количеств.

На основании проведенных исследований показана эффективность методов ФХА и ГЖХ применительно к определению наличия технологических примесей в продукции скважин – конденсатах и нефтях.

Определение качества отобранных проб пластовых флюидов (газа, конденсата, нефти) актуально на всех стадиях жизненного цикла месторождения. В частности, от качества проб зависят результаты лабораторных и экспериментальных исследований, выполняемых для моделирования поведения пластовой системы на установках фазовых равновесий, определения потенциального содержания углеводородов (УВ) фракции  $C_{5+}$  и коэффициентов конденсатоотдачи, и, в конечном счете, перспективность разработки месторождения.

Существует ряд методов оценки представительности проб. Комплекс соответствующих мероприятий включает проверку герметичности пробоотборных камер и наличия свободной воды, определение давления насыщения нефти (конденсата) и его сопоставление с давлением сепарации при температуре сепарации и т.д. Также качество проб проверяют методом Хоффмана – Крампа – Хокотта (*англ.* Hoffman–Crump–Hocott) [1], в основу которого положена корреляция констант равновесия. Далее в статье приведены примеры определения представительности отобранных проб по критерию загрязненности технологическими жидкостями, применяемыми при бурении, перфорации и освоении скважины.

На уровне химического состава качество проб оценивают физико-химическими методами, а также при помощи газожидкостной хроматографии (ГЖХ). Так, примером может служить обнаружение технологических примесей в пробах пластовых флюидов, отобранных из скважин, пробуренных с применением бурового раствора на углеводородной основе и недостаточно хорошо очищенных от продуктов бурения. Газохроматографические измерения проводились с использованием хроматографа Varian CP 3800, снабженного высокоэффективной 50-метровой капиллярной колонкой CP-Sil 5 CB с нанесенной неподвижной фазой, пламенно-ионизационным детектором и автодозатором, в режиме программирования температуры. Обработка результатов осуществлялась с использованием пакета прикладных программ Galaxie.

**Ключевые слова:** пластовый флюид, представительность проб, загрязненность технологическими жидкостями, физико-химический анализ, газожидкостная хроматография.

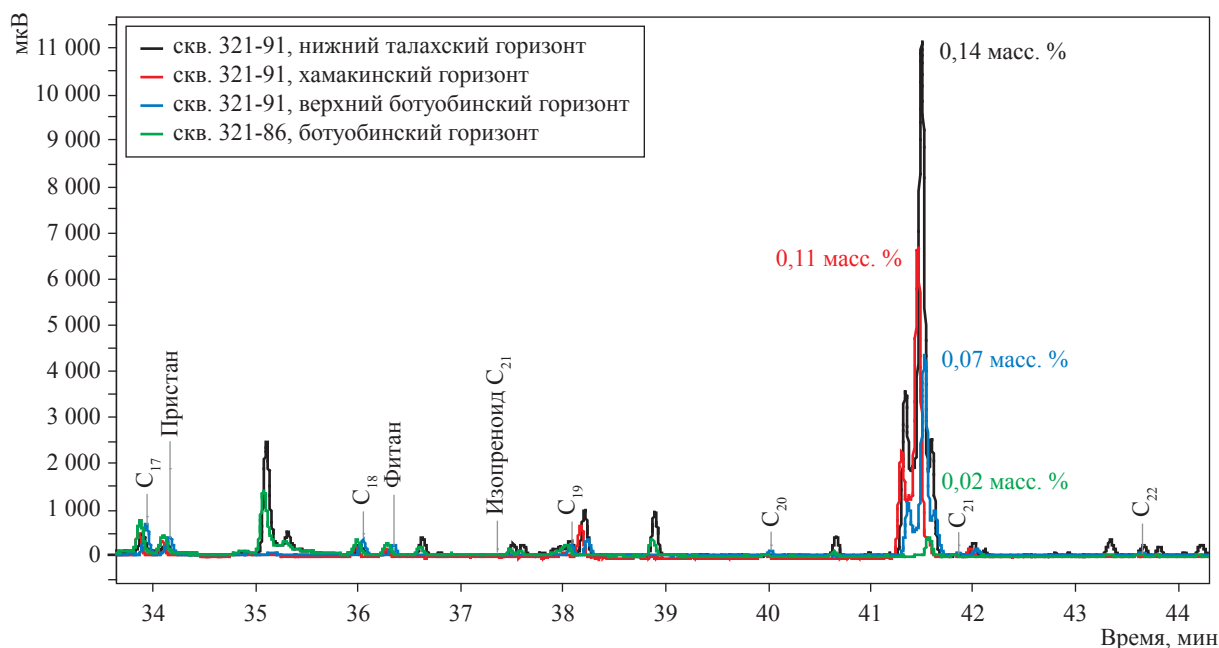


Рис. 1. Высокотемпературная примесь в конденсатах Чаюдинского месторождения

В период 2009–2016 гг. авторами выполнены ГЖХ и физико-химические исследования конденсатов и нефтей Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения [2–4]. Так, в 2015 г. в конденсатах из скв. 321-91, отобранных на разных горизонтах, была обнаружена высокотемпературная примесь в области УВ  $C_{17}$ – $C_{21}$ , не характерная для отобранных ранее проб изучаемых флюидов (рис. 1). Наибольшее количество примеси зафиксировано в конденсате нижнего талахского горизонта (0,17 масс. %), среднее – в конденсате хамакинского горизонта (0,11 масс. %), наименьшее – в конденсате верхнего ботубинского горизонта (0,07 масс. %). Для сравнения показано, что в конденсате, отобранном в 2011 г. из скв. 321-86, примесь в области УВ  $C_{17}$ – $C_{21}$  отсутствует.

Данный факт связан с началом использования буровой компанией новой экологически безопасной системы бурового раствора «Полиэконол-Флора»<sup>1</sup> [5] и недостаточной очисткой скважины от продуктов бурения. Конденсаты, отобранные из скв. 321-91, были загрязнены фильтратом бурового раствора «Полиэконол-Флора», и в связи с выявлением эту примесь исключили из расчета компонентного состава.

В зависимости от марки бурового раствора «Полиэконол» цвет состава для его приготовления варьируется от желтоватого

до темно-коричневого. Попадание такого окрашенного фильтрата бурового раствора в конденсат привело к пожелтению низкокипящих фракций конденсата, обычно остающихся бесцветными в исследуемых диапазонах температур. Эта же примесь массовой долей 0,076 % обнаружена и в образцах, используемых в рекомбинации пластовой системы для исследования на установках PVT<sup>2</sup>, поэтому данные пробы были признаны некачественными и исключены из исследований.

Загрязнение продукции скважины технологическими углеводородными жидкостями возможно также при вторичном вскрытии и освоении скважины. Так, при вторичном вскрытии скв. 1 Южно-Лунского месторождения вначале ее освоения был получен незначительный приток нефти, в дальнейшем скважина продуцировала газоконденсатной смесью. Поскольку пробу нефти получили в режиме очистки скв. 1 после закачки в нее дизельного топлива для создания нужной депрессии, существовала вероятность попадания дизеля в продукцию скважины. Качество указанной пробы определяли методами ГЖХ, в том числе резервуарной геохимии – методом «отпечатков пальцев» [6]. Кроме того, в случае наличия примесей должны были измениться физико-химические характеристики пробы.

<sup>1</sup> См. пресс-релиз компании НБС от 28 июня 2014 г.

<sup>2</sup> PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

Характер возможных изменений при наличии примесей оценивали на примере конденсата, отобранного с этого же объекта после очистки и выхода скважины на рабочий режим. Для моделирования процесса загрязнения в пробу конденсата в соотношении 1:1 вводили дизельное топливо – технологическую примесь. Затем выполнялся сравнительный анализ хроматограмм дизельного топлива и конденсата до и после внесения в пробу примеси (рис. 2).

Как видно (см. рис. 2), хроматограмма дизельного топлива характеризуется низким содержанием УВ до  $C_8$ , а также большим нефтяным фоном. Можно отметить, что введение дизеля в пробу конденсата привело к заметному увеличению в ней доли высокомолекулярных алканов, а также к появлению нефтяного фона (рис. 3).

Химический состав дизельного топлива значительно отличается от состава нефти Южно-Лунского месторождения (рис. 4). Анализ соотношения высот парных пиков хроматограмм (данные получены методом «отпечатков пальцев») нефти, конденсата и конденсата с добавлением дизельного топлива (рис. 5) показывает, что для чистого конденсата и нефти пики совпали в обоих исследуемых интервалах. При добавлении в конденсат дизельного топлива диаграмма смеси в интервале хроматограммы  $C_{11}$ – $C_{16}$  заметно изменилась (изменений в легкой части не наблюдалось, так как УВ  $C_8$ – $C_{11}$  в таком топливе очень мало). Следовательно, если бы в пробе нефти содержалась примесь в виде дизельного топлива, диаграмма нефти в этом интервале не совпала бы с диаграммой конденсата. На основании этого можно констатировать отсутствие примесей в нефти, отобранной в процессе очистки скважины.

Отсутствие в пробе нефти примеси дизельного топлива в каких-либо заметных количествах подтверждают и результаты физико-химических исследований (таблица).

Нефть Южно-Лунского месторождения относится по значению плотности к особо легким: при температуре до  $300\text{ }^\circ\text{C}$  выкипает на 81,5 об. %. Дизельное топливо представляет собой высококипящий продукт переработки нефти, выкипающий в интервале температур  $179,5$ – $397,5\text{ }^\circ\text{C}$  с остатком 5,0 об. %. Их фракционные составы отличаются в значительной степени (рис. 6, см. таблицу). Внесение сколько-либо заметного количества дизельного топлива

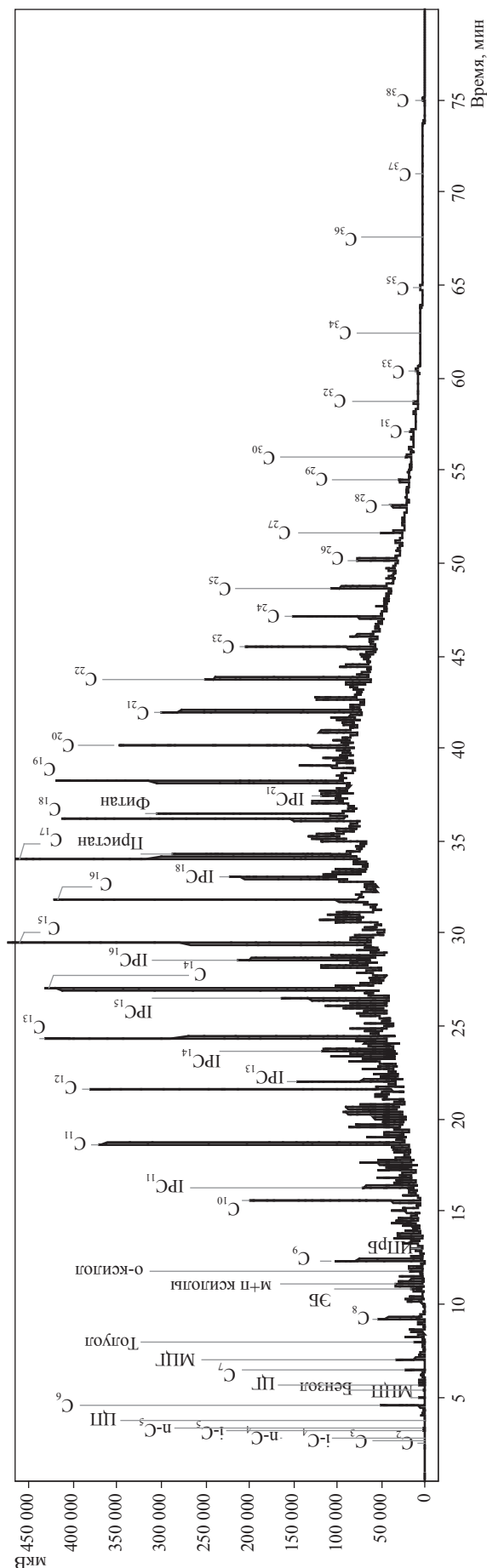


Рис. 2. Хроматограмма дизельного топлива:

МЦП – метилциклопентан; ЦГ – циклогексан; МЦГ – метилциклогексан; ЭБ – этилбензол; ИПРБ – изопропилбензол



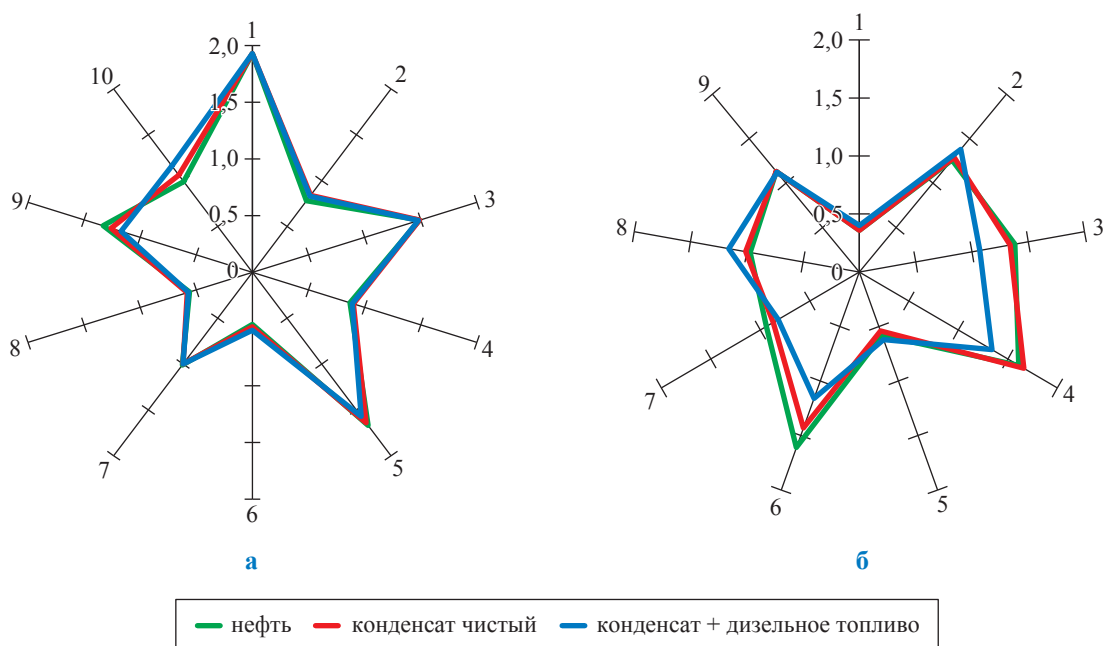
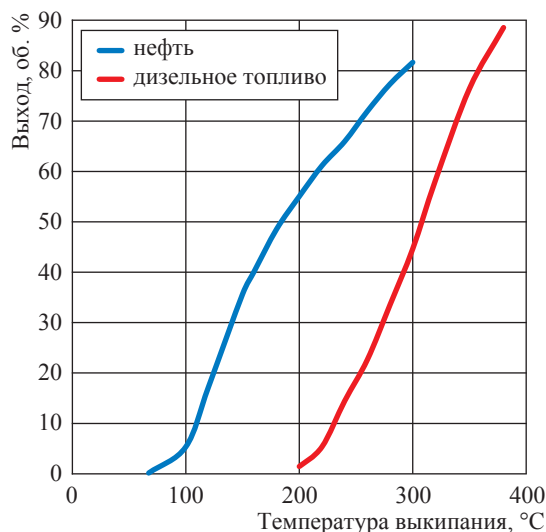


Рис. 5. Диаграммы, построенные по соотношениям высот парных хроматографических пиков для нефти, чистого конденсата и конденсата с добавлением дизельного топлива: а – C<sub>8</sub>–C<sub>11</sub>; б – C<sub>11</sub>–C<sub>16</sub>

**Сравнительные физико-химические характеристики нефти и дизельного масла**

Показатель	Нефть	Дизельное топливо
Цвет	Желто-коричневый	Темно-бурый с отливом
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	815,3	848,1
Показатель преломления $n_{20}^D$	1,4571	1,4722
Содержание парафина, масс %.	3,84	Не опред.
Содержание серы, масс %.	0,047	0,324
<b>Фракционный состав (ГОСТ 2177-99, метод Б)</b>		
Начало кипения, °С	67,3	179,5
Отгоняется до температуры, °С:	Отгон, об %.	
100	5,2	–
120	17,1	–
150	35,5	–
160	39,9	–
180	48,4	–
200	54,9	1,3
220	61,0	5,2
240	65,8	14,3
260	71,8	22,5
280	77,2	33,4
300	81,5	44,5
320	–	58,1
350	–	76,3
380	–	88,4
Конец кипения, °С	Выше 300	397,5
Отогнано, об %.	81,5	93,5
Остаток, об %.	17,0	5,0
Потери, об %.	1,5	1,5



**Рис. 6. Сравнительная характеристика фракционных составов нефти и дизельного топлива**

в нефть сразу же повлияло бы на фракционный состав нефти, а также на содержание серы, которое практически на порядок выше в дизельном топливе. Содержание серы в нефти всего в два раза выше, чем в конденсате из скв. 1: 0,047 против 0,022 масс. %.

Полученные физико-химические характеристики подтверждают вывод, сделанный на основании результатов газохроматографических исследований о том, что в пробе нефти Южно-Лунского месторождения примесь дизельного топлива отсутствует.

Таким образом, методами ГЖХ и физико-химического анализа возможно эффективно определить наличие технологических примесей в продукции скважин – конденсатах и нефтях. Оценку качества флюида с точки зрения наличия в нем технологических примесей необходимо проводить до постановки экспериментов по моделированию поведения пластовой системы на установках PVT.

### Список литературы

- Hoffman A.E. Equilibrium constants of a gas-condensate system: reprint / A.E. Hoffman, J.S. Crump, C.R. Hocott // *Phase Behavior. – SPE, 1981. – № 15. – P. 270–280. – (SPE Reprint Series).*
- Парфёнова Н.М. Флюиды Чаяндинского НГКМ: физико-химические характеристики / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Oil&Gas J. Russia. – 2012. – № 8. – С. 64–71.*
- Парфёнова Н.М. Физико-химическая характеристика конденсатов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.М. Парфёнова, Л.С. Косякова, В.Ю. Артемьев и др. // *Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 20–35.*
- Парфёнова Н.М. Углеводородное сырьё Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть / Н.М. Парфёнова, Е.Б. Григорьев, Л.С. Косякова и др. // *Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2(30). – С. 139–149.*
- Ноздря В.И. Буровая система «Полиэконол-Флора». Свойства и особенности применения / В.И. Ноздря, А.В. Головашкин, Э.Н. Ратников и др. // *Материалы XIX Международной конференции, 2–5 июля 2015 г., Суздаль. – Владимир: Изд-во ВлГУ, 2015. – 140 с.*
- Kaufman R.L. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hemphkins // *Proceedings of Indonesian Petroleum Association. – 1987. – № 16.*

## On measuring quality of reservoir fluid samples

L.S. Kosyakova<sup>1\*</sup>, N.M. Parfenova<sup>1</sup>, D.R., Krayn<sup>1</sup>, I.M. Shafiyev<sup>1</sup>, V.A. Loginov<sup>1</sup>, R.Yu. Narenkov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Est. 15, Proyektiruemyy proezd # 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

\* E-mail: L\_Kosyakova@vniigaz.gazprom.ru

**Abstract.** At every stage of field development, it is important to determine quality of reservoir fluid samples (gas, condensate and petroleum). There is a complex of measures aimed at estimation of sample collection representativeness. The article reveals some examples of sample's estimation by criterion of contamination with

process liquids being used in course of drilling, perforation and mastering of a well. Chemical composition of samples was estimated using methods of physical-chemical analysis (FChA) and vapor phase chromatography (VPhCh).

So, in 2009–2016, within studies of Chayanda field reservoir fluids their samples were checked on presence of new environmentally safe drilling agent named “Poliekonol-Flora”. VPhCh measurements showed 0,02 to 0,17 wt. % touch of drilling agent in some samples. After that these samples were considered unsatisfactory.

When a well no. 1 at Yuzhno-Lunskoye field was reentered for decontamination after pumping of diesel fuel for creating necessary depression, a touch of diesel oil in the well product was probable. Nevertheless by means of FChA and VPhCh the absence of any appreciable quantities of diesel oil in the samples of petroleum and gas condensate was ascertained.

So, the mentioned research works substantiated efficacy of FChA and VPhCh methods in respect to determination of process impurities in well products, namely petroleum and gas condensate.

**Keywords:** reservoir fluid, representativeness of samples, contamination with process liquids, physical-chemical analysis, vapour phase chromatography.

### References

1. HOFFMAN, A.E., J.S. CRUMP and C.R. HOCOTT. Equilibrium constants of a gas-condensate system: reprint. In: *SPE Reprint Series. Phase Behavior*. SPE, 1981, no. 15, pp. 270–280.
2. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Fluids of Chayanda oil-and-gas-condensate field: physical-chemical parameters [Fuidy Chayandinskogo NGKM: fiziko-khimicheskiye kharakteristiki]. *Oil&Gas Journal Russia*. 2012, no. 8, pp. 64–71. ISSN 1995-8137. (Russ.).
3. PARFENOVA, N.M., L.S. KOSYAKOVA, V.Yu. ARTEMYEV et al. Physicochemical properties of condensates from Chayandinskoye oil/gas/condensate field [Fiziko-khimicheskaya kharakteristika kondensatov Chayandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. In: *Important to study hydrocarbon reservoir [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]*: collected articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2012, pp. 20–35. (Russ.).
4. PARFENOVA, N.M., Ye.B. GRIGORYEV, L.S. KOSYAKOVA et al. Raw hydrocarbons of Chayanda oil-and-gas-condensate field: gas, condensate, oil [Углеводородное сырье Чаяндинского НГКМ: газ, конденсат, нефть]. *Vesti gazovoy nauki: Actual issues in studying reservoir systems of hydrocarbon fields [Aktualnyye voprosy issledovaniy plastovykh system mestorozhdeniy uglevodorodov]*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017, no. 2(30), pp. 139–149. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. NOZDRYA, V.I., A.V. GOLOVASHKIN, E.N. RATNIKOV et al. «Polyekonol-Flora» drilling system. Properties and features of application. In: *Proc. of International conference in Suzdal, 2–5 July 2015*. Vladimir: Publishers of Vladimir State University, 2015, no. 19. (Russ.).
6. KAUFMAN, R.L., A.S. AHMED, W.B. HEMPKINS. A new technique for the analysis of commingled oils and its application to production allocation calculations. / R.L. Kaufman, A.S. Ahmed, W.B. Hempkins // *Proceedings of Indonesian Petroleum Association*. 1987, no. 16. ISSN 0126-1126.