

УДК 622.279.23

Обоснование оптимальных условий проведения промысловых исследований на газоконденсатность низкопродуктивных скважин ачимовских отложений Уренгойского месторождения

В. В. Инякин^{1*}, С. Ф. Мулявин¹, И. А. Усачев²

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Аннотация. Газоконденсатные исследования направлены на изучение состава добываемого и пластового флюида и их динамики в процессе разработки залежи, фазового состояния газоконденсатной смеси, физико-химических свойств углеводородов. Результаты исследований на газоконденсатность используются для подсчета запасов газа и конденсата, составления проекта разработки и проекта обустройства промысла, а также с целью контроля и регулирования эксплуатации месторождения. Соблюдение условий, рекомендуемых в ходе проведения исследований, таких как длительная стабилизация режима работы, депрессия на пласт, вынос жидкой фазы потоком газа, условия сепарации и отбора проб и т. д., позволит повысить точность прогноза основных показателей и увеличить эффективность разработки залежей. Минимизация влияния вышеперечисленных факторов является приоритетной задачей с целью получения достоверной исходной информации о пластовых газоконденсатных системах.

Ключевые слова: газоконденсатные исследования; депрессия на пласт; скорость потока в скважине; газоконденсатная характеристика; газ сепарации; нестабильный конденсат

The substantiation of the optimum conditions of carrying out field research on the gas-condensate of low permeability wells of Achimov deposits at the Urengoy oil and gas condensate field

Vladislav V. Inyakin^{1*}, Semen F. Mulyavin¹, Igor A. Usachev²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Siberian scientific-analytical centre NJSC, Tyumen, Russia

*e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Abstract. The gas dynamic studies are targeting at study of structure production and reservoir fluid, also their dynamics during the development processes reservoir, phase state of gas-condensate mixture, physical-chemical properties of hydrocarbons. Research results on the gas-condensate are using for estimation of gas and condensate reserves, development program scheduling and field facilities construction project, as well as to monitor and control the operation of the field. Observance of terms are recommending in the course of research, such as longstanding stabilization of the production conditions, differential pressure drawdown, carry over fluid phase with a gas current, conditions of separating and sampling, will improve accuracy prognosis main aspects and increase the efficiency of reservoir development.

Key words: gas dynamic studies; differential pressure drawdown; rate of flow in a well; gas-condensate characteristics; separator gas; unstable condensate

Введение

Прогнозирование газоконденсатной характеристики в процессе промышленной эксплуатации залежей является одной из первоочередных задач, точность определения которой во многом предопределяет многие проектные решения, связанные с эффективностью освоения запасов газа и газового конденсата (рис. 1).

Корректность исходной информации, такой как характеристика пластового флюида, — одно из условий создания качественной гидродинамической модели [1]. Осуществление контроля за данным параметром производится комплексными исследованиями, включающими: газодинамические исследования на установившихся и неустановившихся режимах, промысловые исследования на газоконденсатность и лабораторные экспериментальные исследования пластового флюида.

Основные задачи газоконденсатных исследований (ГКИ):

- обоснование и оптимизация технологического режима эксплуатации скважин;
- изучение компонентного состава газа в процессе разработки;
- оценка фазового состояния углеводородной системы;
- уточнение запасов газа и газового конденсата и обоснование коэффициентов извлечения конденсата [2].

Объект и предмет исследования

Объект исследования — ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Представлены терригенными коллекторами (рис. 2), глубина залегания которых составляет 3 500–4 100 м. Пластовое давление на уровне — 57,0–62,5 МПа, (превышение гидростатического на 40–50 %, что говорит об аномально высоком пластовом давлении); пластовая температура — 370–385 К. В геологическом разрезе выделяются 6 крупных линз — $Aч_1^2$ – $Aч_6^1$. Основные запасы газа и газового конденсата сосредоточены в пластах $Aч_{3-4}$ и $Aч_5^{2-3}$. По типу залежи $Aч_{3-4}$ — пластовая сводовая, $Aч_5^{2-3}$ представляет собой пластовую залежь, обе тектонически экранированные и литологически ограниченные. Фоновая открытая пористость варьирует в диапазоне 11–17 %, проницаемость, как правило, менее 0,001 мкм² [3, 4].

При исследовании скважин, эксплуатирующих ачимовские залежи, использовалось следующее промысловое оборудование:

- передвижной комплекс для исследования и освоения скважин;
- малая термостатируемая сепарационная установка (МТСУ) [5];
- многофазный расходомер PhaseTester Vx* [6];
- передвижной комплекс для замера дебита скважин (ПКДС) [7];
- промысловый сепаратор (типа ГС) [8].

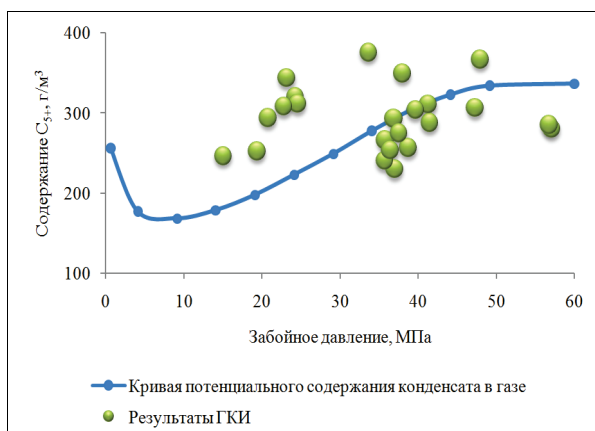


Рис. 1. Зависимость потенциального содержания конденсата от забойного давления

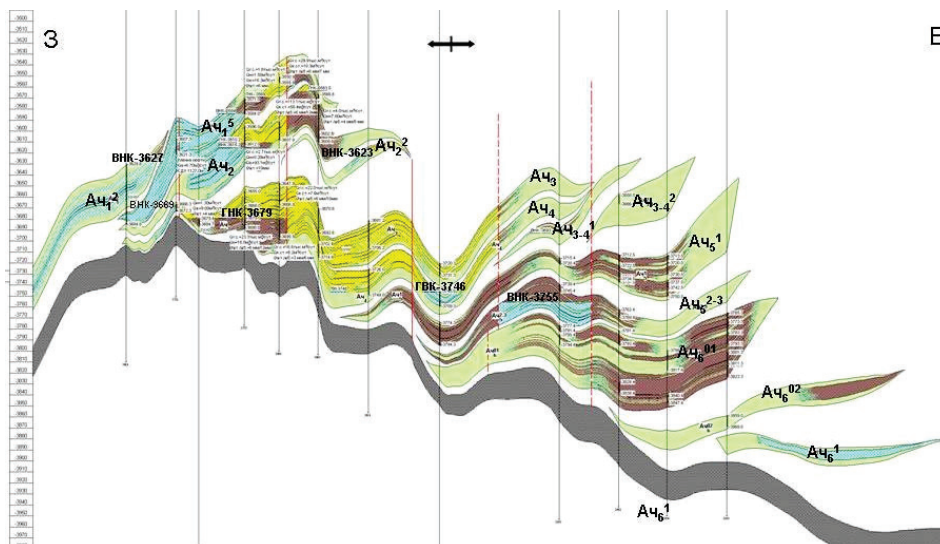


Рис. 2. Геологический разрез пластов $Aч_1^2$ – $Aч_6^1$

Результаты

Статистическая обработка промысловых данных, представленная на рисунке 3, позволяет произвести распределение результатов ГКИ от количества исследований. Наибольшее количество значений потенциального содержания

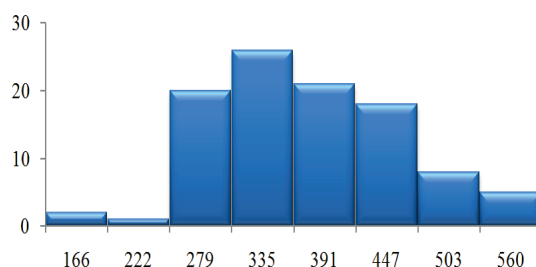


Рис. 3. Гистограмма распределения потенциального содержания конденсата по результатам исследований на газоконденсатность

конденсата в пластовом газе варьирует в диапазоне от 250 до 475 г/м³.

Для получения достоверной информации о пластовой газоконденсатной системе, при промысловых газоконденсатных исследованиях, необходимо соблюдение следующих условий:

- поступление в скважину газоконденсатной смеси, идентичной пластовой, то есть создание незначительных депрессий;
- полный вынос жидкой фазы (конденсата) с забоя и из ствола скважины или соблюдение условия минимально необходимой скорости (МНС);
- установившийся режим работы скважины;
- отсутствие гидрато- и парафинообразования на режимах работы скважины;
- условия сепарации и отбора проб;
- история эксплуатации скважины до проведения исследования скважины на газоконденсатность.

Оптимальными условиями проведения промысловых исследований для приближенного определения характеристик пластового флюида являются от-

раничения депрессии на пласт (не более 20 %) и скорость восходящего газожидкостного потока у «башмака» насосно-компрессорных труб (НКТ) (не менее 2,5 м/с), которые рекомендованы в Инструкции¹. На рисунке 4 представлены результаты распределения депрессии на пласт от скорости потока в скважине. Как видно из рисунка, всего в 9 % исследований были соблюдены условия оптимальности. Данный факт, несомненно, повлиял на достоверность определения газоконденсатной характеристики (ГКХ).

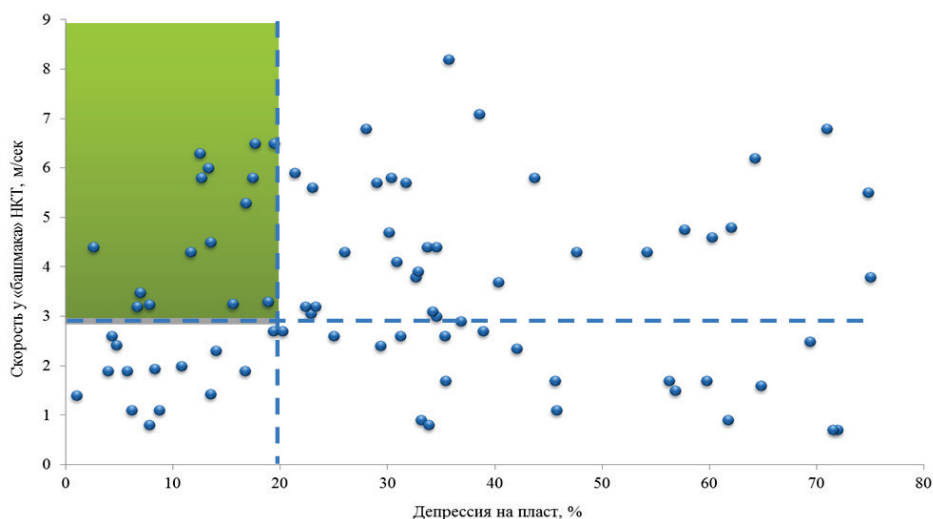


Рис. 4. Распределение скорости потока от депрессии на пласт

Столь низкий процент кондиционных значений объясняется тем, что ачимовские залежи характеризуется как низкопроницаемые коллектора и вывод скважины на оптимальный режим для проведения исследования — крайне сложная задача. Проведение гидравлического разрыва (ГРП) позволяет увеличить долю кондиционных результатов путем создания меньшей депрессии на пласт, и при этом поддерживая скорость (МНС), необходимую для полного и равномерного выноса конденсата с забоя добывающей скважины.

В таблице приведен состав добываемого пластового газа, полученный по результатам промысловых газоконденсатных и лабораторных химико-аналитических исследований [9].

Компонентный состав пластового газа

Компоненты, (% моль/г/м ³)									
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C _{5+В}	CO ₂	N ₂	He	H ₂
79,000	7,759	3,908	2,152	6,242	0,657	0,275	0,005	0,003	—

¹Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. — М.: ГАЗПРОМ ЭКСПО, 2011. — Ч. I. — 234 с.

Основным компонентом пластового газа является метан. Его содержание составляет 79,0 %. Суммарное содержание этана, пропана, бутанов составляет 20,06 %, компонентов $C_{5+В}$ — 6,24 %. Суммарная концентрация неуглеводородных компонентов (CO_2 , N_2 , He , H_2) составляет 0,28.

Обсуждение

В работах по исследованиям скважин и пластов [10–13] говорится, что рекомендуемая скорость восходящего потока газа у «башмака» НКТ должна составлять не менее 2,5 м/с. Однако в исследованиях [12,14–20] рекомендуются эмпирические формулы для определения минимальной скорости газа, в которых диапазон скоростей лежит в пределах 0,5–2,9 м/с.

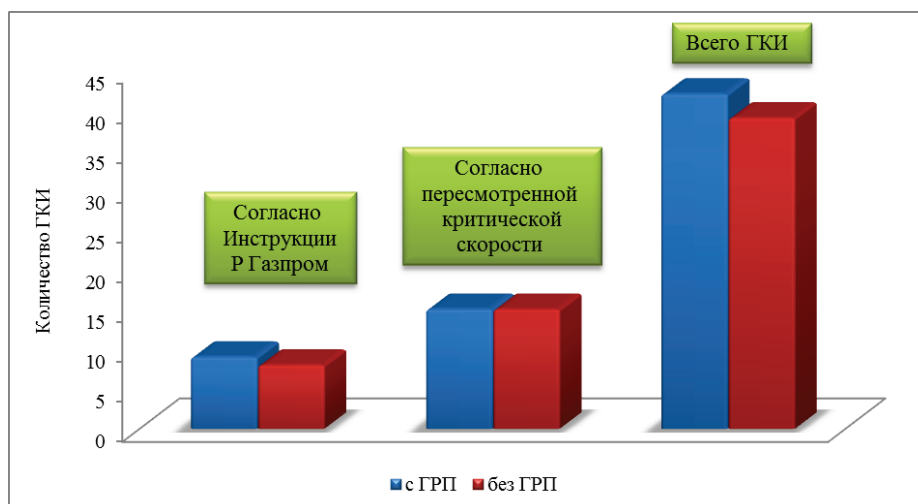


Рис. 5. Сравнение ГКИ с проведением ГРП и без использования

В Инструкции² рекомендовано придерживаться депрессии не более 20 %. Скорость потока и депрессия являются взаимозависимыми величинами, однако для рассмотренной группы скважин существует узкий диапазон, при котором бы соблюдались оба этих условия (рис. 5). Такая ситуация наблюдается и на других скважинах, что не позволяет выполнить все необходимые условия при газоконденсатных исследованиях. В научной работе [4] для ачимовских залежей Уренгойского месторождения на начальной стадии разработки расчетная МНС в зависимости от пластового давления и наличия воды в продукции скважины варьирует в диапазоне 0,2–0,5 м/с.

Выводы

- В процессе комплексных исследований газоконденсатных скважин на режимах со значительной депрессией на пласт, превышающей 20 %, получены недостоверные данные о потенциальном содержании конденсата в пластовом газе в связи с высоким содержанием (более 300 г/м³) высококипящих компонентов $C_{5+В}$ ачимовских залежей.
- О полноте выноса жидкой фазы необходимо судить по результатам непрерывных измерений содержания конденсата в газе. Кроме того, о выносе

²Р Газпром 086-2010.

конденсата, выделившегося в пласте, можно судить по изменению свойств стабильной жидкой фазы в течение всего времени исследования на режиме.

- Объем исходной информации, полученной по результатам проведенных исследований, не позволяет сделать достоверный прогноз ГКХ при разработке Уренгойского НГКМ, так как даже с учетом пересмотра критической скорости доля кондиционных значений не превышает 15 % от общего числа ГКИ. В дальнейшем в процессе эксплуатации газоконденсатных залежей при расхождении в значениях прогнозных и фактических показателей ГКХ необходимо производить корректировку режима эксплуатации, учитывая факторы, связанные с особенностями пластовых углеводородных систем, подготовкой и транспортом добываемой продукции.

- Если условия, необходимые для получения достоверных данных о газоконденсатной системе залежи, не могут быть обеспечены в полной мере, то проводить промысловые газоконденсатные исследования скважины не рекомендуется.

Библиографический список

1. Рейтблат Е. А. Особенности создания флюидалной модели для нефтегазоконденсатной залежи // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4. – С. 34–37.
2. Ли Г. С., Шигидин О. А., Голованов А. С. Опыт газоконденсатных исследований скважин Ачимовской толщи Уренгойского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 5 (58). – С. 60–62.
3. Лапшин В. И., Волков А. Н., Константинов А. А. Газоконденсатные характеристики углеводородных флюидов нефтегазоконденсатных залежей (начальное определение и корректировки в процессе разработки) // Вести газовой науки. – 2014. – № 4. – С. 119–126.
4. Инякин В. В., Усачев И. А., Леонтьев С. А. Особенности газоконденсатных исследований пласта $Aч_5^{2-3}$ Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. – 2016. – № 3–4 (142–143). – С. 174–179.
5. Обоснование оптимального метода изучения газоконденсатной характеристики ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А. Ю. Корякин [и др.] // Сборник научных трудов ООО «ТюменьНИИгазпрогаз». – Тюмень, 2017. – С. 46–54.
6. Рымаренко К. В. Гидродинамические исследования и многофазная расходометрия: новые возможности и принципы работы (на примере технологии Vx) // Недропользование XXI век. – 2010. – № 6. – С. 30–37.
7. Герасименко С. А. Проведение газоконденсатных исследований с использованием передвижного комплекса для исследования газоконденсатных скважин без выпуска газа в атмосферу // Научный журнал Российского газового общества. – 2016. – № 2. – С. 18–21.
8. Заночуев С. А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4 (33). – С. 46–53.
9. Еламская К. С. Уточнение газоконденсатных характеристик залежи в процессе разработки месторождений на истощение // Наука вчера, сегодня, завтра. – 2016. – № 7 (29). – С. 34–43.
10. Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
11. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко [и др.] – М.: Наука, 1995. – 523 с.
12. Исследование природных газоконденсатных систем / Н. В. Долгушин [и др.]. – Ухта, 1997. – 178 с.
13. Сохошко С. К., Марегатти М. Процедура оценки достоверности образцов газоконденсатных скважин на основе иерархии критериев представительности проб // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – № 4. – С. 48–51.
14. Юшкин В. В. Основные методы исследования залежей на газоконденсатность // Газовая промышленность. – 1984. – № 2. – С. 25–26.

15. Эмануилов Р. Б. Оценка минимально допустимого дебита газоконденсатной скважины // Газовое дело. – 1972. – № 9. – С. 32–36.
16. Чашкин Ю. Г. Об определении минимально допустимого дебита газоконденсатных скважин // Газовое дело. – 1968. – № 10. – С. 7–10.
17. Островская Т. Д., Барташевич О. В., Ермакова В. И. Определение оптимальных условий отбора представительных проб конденсата при опробовании разведочных скважин // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 42–44.
18. Тер-Саркисов Р. М., Долгушин Н. В., Подюк В. Г. Современное состояние и пути совершенствования газоконденсатных исследований в ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2004. – № 4. – С. 12–15.
19. Дурицкий Н. Н., Кучеров Г. Г. Роль поверхностного натяжения насыщенного конденсата в формировании механизма течения газоконденсатных смесей в скважинах и выбор режима их работы при газоконденсатных исследованиях // Строительство разведочных скважин на ачимовские отложения Восточно-Уренгойской зоны: материалы геологического совещания. – 1999. – С. 90–109.
20. Изюмченко Д. В., Николаев О. В., Шулепин С. А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.

References

1. Reitblat, E. A. (2013). PVT-model creation for oil and gas condensate deposit. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft'», (4), pp. 34-37. (In Russian).
2. Li, G. S., Shigidin, O. A., & Golovanov, A. S. (2017). Gas condensate tests of wells in the Achimovskaya strata of the Urengoyskoe field. Exposition Oil & Gas, (5(58)), pp. 60-62. (In Russian).
3. Lapshin, V. I., Volkov, A. N., & Konstantinov, A. A. (2014). Gas condensate parameters of hydrocarbon fluids of oil/gas/condensate deposits (initial determination and corrections in the process of development). Vesti Gazovoy Nauki, (4), pp. 119-126. (In Russian).
4. Inyakin, V. V., Usachev, I. A., & Leontev, S. A. (2016). Osobennosti gazokondensatnykh issledovaniy plasta Ach₅²⁻³ Urengoyskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, 3-4 (142-143), pp.174-179. (In Russian).
5. Koryakin, A. Yu., Zharikov, M. G., Zav'yalov, N. A., Nesterenko, A. N., Tyurin, V. P., & Fateyev, D. G. (2017). Obosnovaniye optimal'nogo metoda izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo NGKM. Sbornik nauchnykh trudov OOO "TyumenNIIgiprogaz". Tyumen, pp. 46-54. (In Russian).
6. Rymarenko, K. V. (2010). Hydrodynamical investigations and multiphase metering: new facility and principle of operation on the example of technology Vx. Nedropol'zovaniye XXI vek, (6), pp. 30-37. (In Russian).
7. Gerasimenko, S. A. (2016). Gas Condensate Studies using the Mobile Unit without Gas Popping. Scientific Journal of the Russian Gas Society, (2), pp. 18-21. (In Russian).
8. Zanochev, S. A. (2013). Field factors of reliable determination of gas condensate characteristic of reservoir. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft' ", (4(33)), pp. 46-53. (In Russian).
9. Elamskaya, K. S. (2016). The refining of gas condensate characteristics deposits in the process of field development attrition. Nauka vchera, segodnya, zavtra, (7(29)), pp. 34-43. (In Russian).
10. Zotov, G. A., & Aliyev, Z. S. (1980). Instruksiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin, Moscow, Nedra Publ., 301 p. (In Russian).
11. Gritsenko, A. I., Aliyev, Z. S., Yermilov, O. M., Remizov, V. V., & Zotov, G. A. (1995). Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin, Moscow, Nauka Publ., 523 p. (In Russian).
12. Dolgushin, N. V., Korchazhkin, Yu. M., Podyuk, V. G., & Sagitova, D. Z. (1997). Issledovaniye prirodnnykh gazokondensatnykh sistem, Ukhta, 178 p. (In Russian).
13. Sokhoshko, S. K., & Maregatti, M. (2013). Protседura otsenki dostovernosti obraztsov gazokondensatnykh skvazhin na osnove iyerarkhii kriteriyev predstavitel'nosti prob. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft' ", (4), pp. 48-51. (In Russian).
14. Yushkin, V. V. (1984). Osnovnyye metody issledovaniya zalezhey na gazokondensatnost'. GAS Industry of Russia, (2), pp. 25-26. (In Russian).

15. Emanuilov, R. B. (1972). Otsenka minimal'no dopustimogo debita gazokondensatnoy skvazhiny. *Gazovoye delo*, (9), pp. 32-36. (In Russian).
16. Chashkin, Yu. G. Ob opredelenii minimal'no debita gazokondensatnykh skvazhin (1968). *Gazovoye delo*, (10), pp. 7-10. (In Russian).
17. Ostrovskaya, T. D., Bartashevich, O. V., & Ermakova, V. I. (1986). Opredeleniye optimal'nykh usloviy otbora predstavitel'nykh prob kondensata pri oprobovanii razvedochnykh skvazhin. *Oil and gas geology*, (6), pp. 42-44. (In Russian).
18. Ter-Sarkisov, R. M., Dolgushin, N. V., & Podyuk, V. G. (2004). Sovremennoye sostoyaniye i puti sovershenstvovaniya gazokondensatnykh issledovaniy v OAO "Gazprom". *GAS Industry of Russia*, (4), pp. 12-15. (In Russian).
19. Duritskiy, N. N., & Kucherov, G. G. (1999). Rol' poverkhnostnogo natyazheniya nasyshchennogo kondensata v formirovaniі mekhanizma techeniya gazokondensatnykh smesey v skvazhinakh i vybor rezhima ikh raboty pri gazokondensatnykh issledovaniyakh. *Stroitel'stvo razvedochnykh skvazhin na achimovskie otlozheniya Vostochno-Urengoyskoy zony: materialy geologo-tekhnicheskogo soveshchaniya*, pp. 90-109. (In Russian).
20. Izyumchenko, D. V., Nikolayev, O. V., & Shulepin, S. A. (2013). Gazozhidkostnye potoki v vertikal'nykh trubakh: paradoksy gidrodinamiki. *Vesti gazovoy nauki*, 4 (15), pp. 36-45. (In Russian).

Сведения об авторах

Инякин Владислав Витальевич, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Усачев Игорь Анатольевич, заместитель начальника отдела испытания скважин департамента проектирования разработки месторождений нефти и газа, НАО «Сибирский научно-аналитический центр», г. Тюмень

Information about the authors

Vladislav V. Inyakin, Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Igor A. Usachev, Assistant Head of Department Wellbore Testing, Design of an Oil and Gas Field Development, Siberian scientific-analytical centre NJSC, Tyumen