

2.8.4.
УДК 622.279.51
DOI:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
10.37493/2308-4758.2023.2.9

Инякин В. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

ПОВЫШЕНИЕ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ КОНДЕНСАТА МЕТОДОМ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ОСТАНОВОК СКВАЖИН

Введение.

В процессе разработки газоконденсатных залежей на истощение при снижении пластового давления происходит выпадение конденсата в призабойной зоне скважин (ПЗС) и образование зоны с повышенной насыщенностью конденсата.

Материалы и методы исследований.

Рассматриваемый метод нестационарного эксплуатационного режима увеличения производительности скважин был обоснован для условий разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения с использованием программного комплекса tNavigator.

Результаты исследований

и их обсуждение.

В работе рассматривается метод периодической остановки скважин с целью до извлечения ретроградного конденсата из залежи. Обосновывается оптимальный период остановки скважин посредством применения гидродинамического моделирования. Также проводится анализ факторов, направленных на сохранение максимального эффекта от периодической эксплуатации скважин, главным из которых является режим работы после ее запуска в эксплуатацию. Метод нестационарного эксплуатационного режима был обоснован на примере разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения с использованием программного комплекса tNavigator. Исходной информацией для моделирования являлось следующее: ежемесячные эксплуатационные рапорта (МЭРы); результаты газоконденсатных исследований (ГКИ); данные измерений забойных и устьевых давлений.

Выводы.

На основании выполненного исследования по определению оптимальной длительности остановки скважин при разработке ачимовских залежей Уренгойского месторождения выявлено, что продолжительность остановки (более 183 сут.) будет иметь негативное влияние на величину потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Обосновано, что на эффективность периодических остановок влияет технологический режим эксплуатации скважин после запуска. Также снижение депрессии на пласт позволяет сохранить эффект от обратного растворения конденсата посредством использования естественной энергии залежи.

Ключевые слова:

потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, коэффициент извлечения конденсата, нестационарный режим работы скважины, газоконденсатная система

Inyakin V. V.

Tyumen Industrial University

Production Enhancement of Condensate Reserves By Periodic Well Shutdowns Method

Introduction. During the development of gas condensate deposits for depletion, with a decrease in reservoir pressure, condensate falls out in the bottomhole zone of wells (BWZ) and a zone with increased condensate saturation is formed.

**Materials and methods
of research.** The considered method of non-stationary operating mode was justified by the example of the development of the Achimov deposits of the Uren-goyskoye field using the tNavigator software package.

**Research results and their
discussion.** The work studies a method of periodical shutting down a gas condensate well in order to increase the additional recovery of retrograde condensate from the reservoir. The optimal well shutdown period is substantiated through the use of hydrodynamic modeling. The paper also analyzes the factors aimed at maintaining the maximum effect from the periodic operation of the well, the main of which is the mode of operation after the well is launched.
The considered method of non-stationary operating mode was justified by the example of the development of the Achimov deposits of the Uren-goyskoye field using the tNavigator software package. The initial information for modeling was the following: monthly operational reports (MER); results of gas condensate studies; downhole and wellhead measurement data.

Conclusion. Based on the studies performed to determine the optimal duration of well shutdown during the development of the Achimov deposits of the Uren-goyskoye field, it was revealed that the shutdown duration (more than 183 days) will have a negative impact on the potential condensate content in the formation gas.
It has been substantiated that the efficiency of periodic shutdowns is affected by the technological mode of well operation after start-up. Also, the drawdown reduction makes it possible to preserve the effect of the reverse dissolution of condensate through the use of the natural energy of the reservoir.

Key words: potential content of condensate in reservoir gas, condensate recovery factor, non-stationary well operation, gas condensate system

Введение

В процессе разработки газоконденсатных залежей на истощение при снижении пластового давления происходит выпадение конденсата в призабойной зоне скважин (ПЗС) и образование зоны с повышенной насыщенностью конденсата. Вследствие этого снижается продуктивность скважин, особенно в коллекторах, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Для оценки негативного влияния выпавшего конденсата в (ПЗС) на продуктивность скважин были выполнены исследования, в которых условно прискважинная зона разбивалась на четыре области насыщенности конденсатом. Во-первых, область однофазного течения принималась на расстоянии от забоя скважины, в которой сохранялось давление начала конденсации; во-вторых, зона неподвижного ретроградного конденсата, где происходило формирование конденсатного вала; в-третьих, область двухфазного течения вблизи забоя скважины, где насыщенность конденсата выше критического и области непосредственной у скважины, с высокой скоростью потока газа приводит к увеличению подвижности потока пластового газа [7, 20].

На основании проведенного анализа выполненных исследований обоснован оптимальный период остановки скважин посредством применения гидродинамического моделирования. Для повышения извлечения ретроградного конденсата из пласта предлагается метод периодической остановки скважин при сохранении режима работы после их запуска в эксплуатации.

Материалы и методы исследований

Во многих работах [5, 10, 14, 15, 17, 18] для увеличения производительности скважин на газоконденсатных месторождениях рассматриваются методы гидравлического разрыва пласта, кислотная обработка призабойной зоны, применение низкомолекулярных спиртовых соединений и др. Основной задачей данных методов являлось создание протяжённых каналов, позволяющих сократить потери ретроградного конденсата в призабойной зоне скважин.

Также повышение доизвлечения конденсата возможно с использованием углеводородных растворителей. В качестве углево-

дородных смесей применяют дизельное топливо с добавкой ингибиторов или отбензиненного сухого газа с ПАВ и взаимными растворителями. В данном случае снижается давление поверхностного напряжения и частичного конденсатообразования в ПЗП [13, 16].

Рассматриваемый метод нестационарного эксплуатационного режима был обоснован на примере разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения с использованием программного комплекса tNavigator. Исходной информацией для моделирования являлось следующее: ежемесячные эксплуатационные рапорта (МЭР); результаты газоконденсатных исследований; данные измерений забойных и устьевых [11].

Состав пластового газа является в основном метановым, концентрация которого варьирует от 70,91 до 87,26 % мольных. Суммарное содержание гомологов метана (этана, пропана, бутанов) изменяется от 8,84 до 16,34 % мольных. В газе присутствуют неуглеводородные компоненты – CO_2 , N_2 , He, H_2 . Содержание углекислого газа изменяется от 0,05 до 1,11; азота – от 0,003 до 1,86 % мольных. Суммарная концентрация гелия и водорода в пластовом газе не превышает 0,69 % мольных. Физико-химические свойства стабильного конденсата определены по 92 пробам. Плотность конденсата изменяется в пределах от 0,810 г/см³ до 0,829 г/см³, молекулярная масса – от 130 г/моль до 178 г/моль. Температура начала кипения изменяется от 35 °С до 111 °С, конца кипения – 420 °С и более. Конденсат является высокосернистым (содержание серы не превышает 0,093 % массы), парафинистым (концентрация парафина достигает 8 % массы) [9, 19].

Результаты исследований и их обсуждение

В процессе разработки газоконденсатных залежей происходит снижение пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к накоплению конденсата в призабойной зоне скважины и образованию различных зон насыщенности конденсатом. Вследствие этого снижается продуктивность скважин; данная проблематика сильно распространена в газоконденсатных коллекторах, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами с высоким потенциальным содержанием кон-

денсата, где незначительное выпадение тяжелых углеводородных компонентов значительно снижает проницаемость. В ходе эксплуатации газоконденсатной скважины при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации призабойную зону пласта условно можно разделить на четыре области насыщенности конденсатом [4, 6, 8, 20].

1. Зона однофазного течения на удаленном расстоянии от забоя скважины, где сохраняется давление выше давления начала конденсации.
2. Зона однофазного течения с низкой насыщенностью конденсата (ниже критической насыщенности). Это зона неподвижного ретроградного конденсата, в которой происходит формирование конденсатного вала (конденсатной «банки»).
3. Зона двухфазного течения (газ-конденсат), которая расположена вблизи забоя скважины, где насыщенность конденсата выше критической, вследствие чего ретроградный конденсат фильтруется совместно с газовой фазой.
4. Область в непосредственной у забоя скважины, в которой высокая скорость потока газа приводит к снижению насыщенности конденсатом и увеличению подвижности газа и конденсата за счёт динамического смешивающегося вытеснения. Типовая модель распределения конденсата с учетом движения пластового флюида в пласте представлена на рисунке 1.

Для решения проблемы, связанной с потерей конденсата в пласте, применяются следующие методы, повышения продуктивности и конденсатоотдачи пластов:

- применение растворителей и химических реагентов, изменяющих смачиваемость поверхности коллектора с целью сокращения оказываемого явления ретроградной конденсации [3];

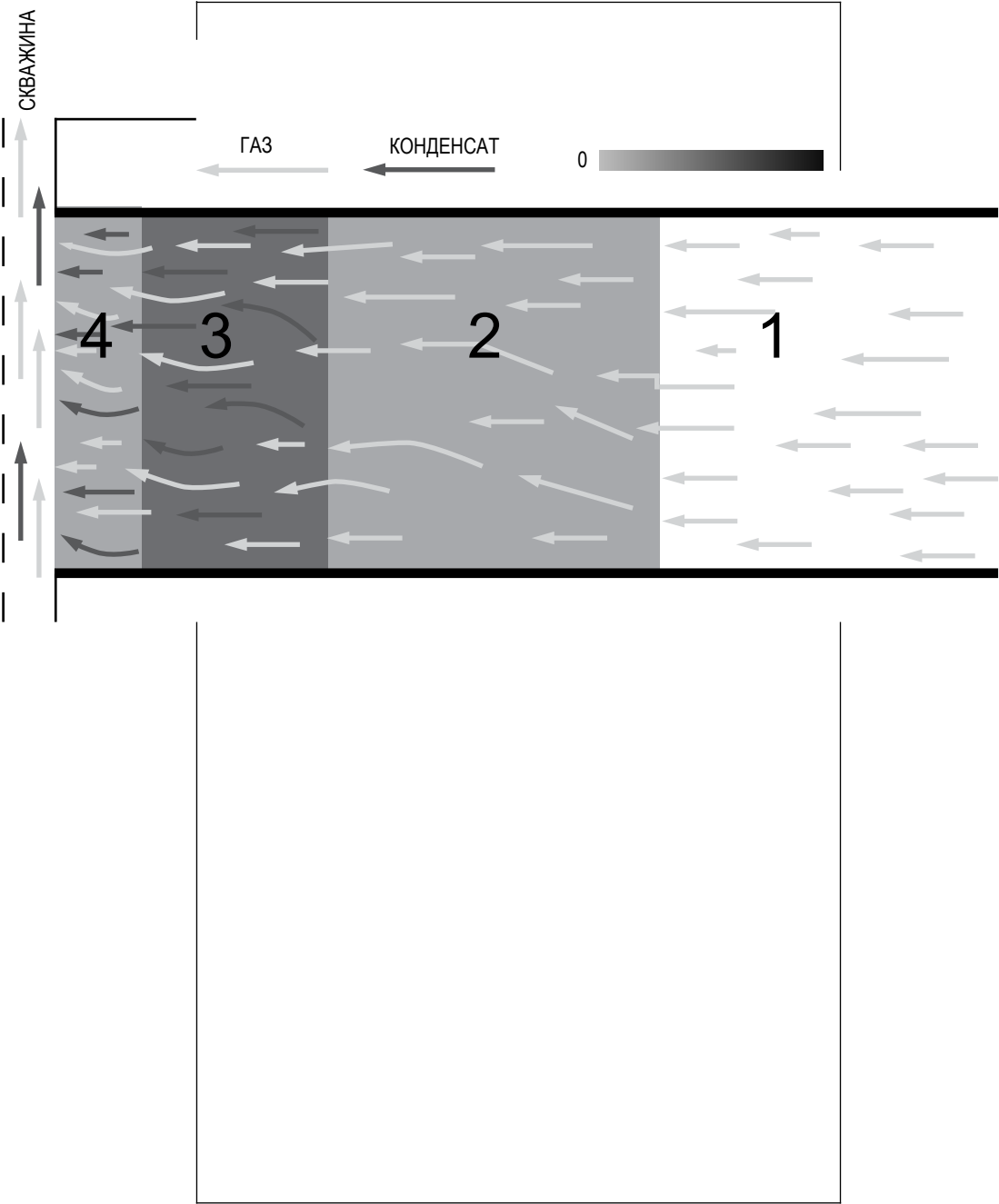


Рис. 1. Типовая модель распределения конденсата с учетом движения пластового флюида в пласте.
Fig. 1. Typical model of condensate distribution taking into account the movement of reservoir fluid in the reservoir.

- циклическая закачка газа (сайклинг-процесс) и нагнетание в пласт азота, диоксида углерода, сероводорода, воды и водогазовое воздействие для поддержания пластового давления;
- бурение горизонтальных скважин с применением технологии гидравлического разрыва пласта с целью повышения продуктивности скважин и увеличения зоны дренирования [1, 2].

Различные методы имеют ряд преимуществ и недостатков и могут применяться при определённых условиях. В работе рассматривается метод периодической остановки газоконденсатных скважин с целью повышения дополнительного доизвлечения ретроградного конденсата из залежи. Также в работе проводится анализ факторов, направленных на сохранение максимального эффекта от периодической эксплуатации скважины, главным из которых является режим работы после запуска скважины. Обосновывается оптимальный период остановки скважин посредством применения гидродинамического моделирования.

Рассматриваемый метод нестационарного эксплуатационного режима был обоснован для условий разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения с использованием программного комплекса tNavigator. Исходной информацией для моделирования являлось следующее: ежемесячные эксплуатационные рапорта (МЭР); результаты газоконденсатных исследований (ГКИ); данные измерений забойных и устьевых давлений. Результаты адаптации гидродинамической модели залежи приведены на рисунке 2.

Адаптация фильтрационной модели проводилась в два этапа на основании данных истории разработки газоконденсатной залежи.

- На первом этапе настраивался материальный баланс в залежи (величина пластового давления (рис. 2,в), а также отбор пластового газа (рис. 2,а) и добыча конденсата (рис. 2,б)).
- На втором этапе осуществлялась настройка забойного и устьевого давления (рис. 2,г) с сохранением полученного на первом этапе энергетического баланса.

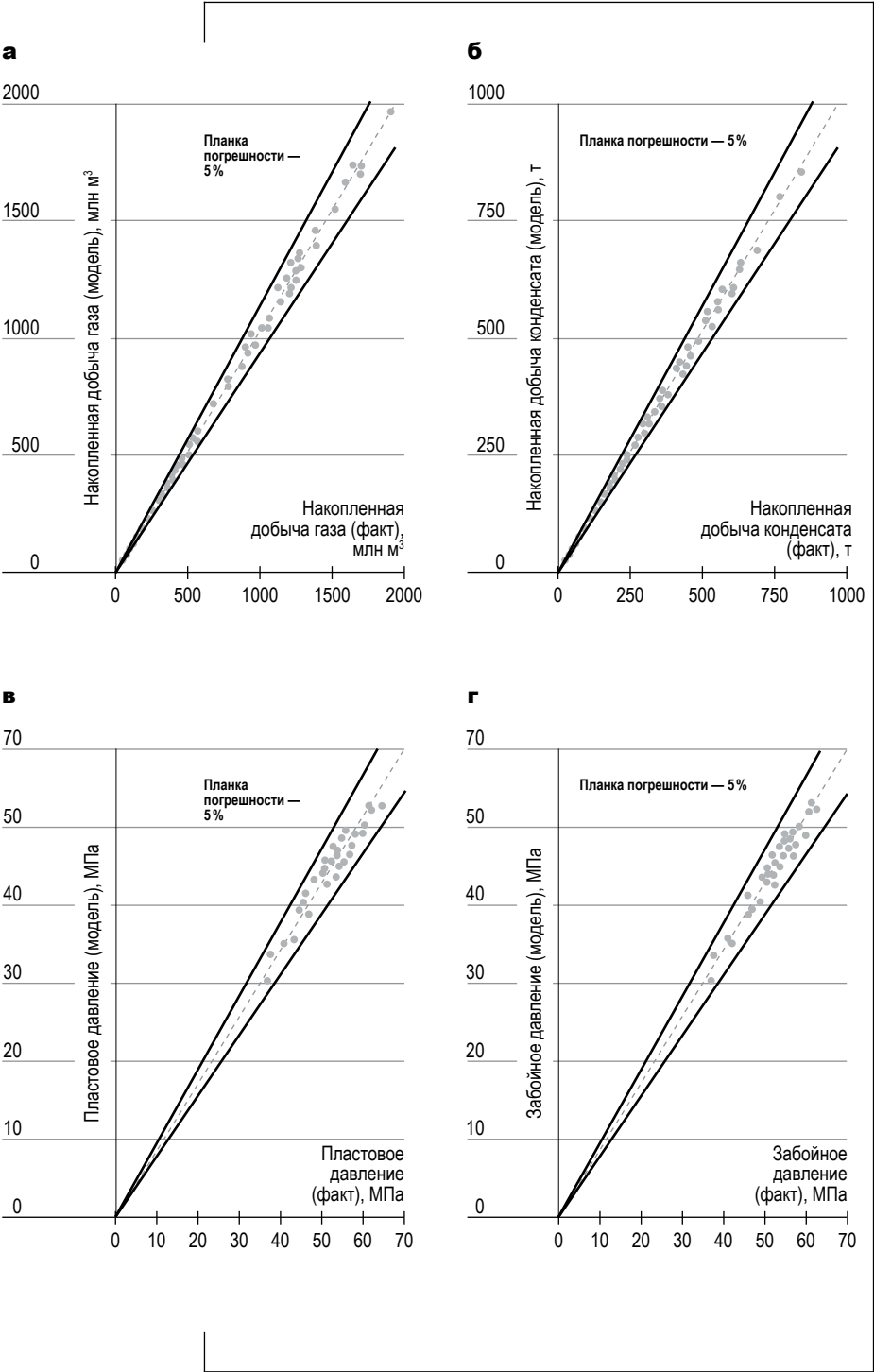


Рис. 2. Результаты адаптации гидродинамической модели залежи.
Fig. 2. Results of adaptation of the reservoir hydrodynamic model.

Содержание конденсата в пластовом газе на момент остановки исследуемой скважины составляет 291 г/м^3 . В дальнейшем проводится моделирование различных вариантов длительности ее остановок, в ходе которых отмечается, что динамика обратного растворения конденсата замедляется после 62 сут. и увеличивается до 368 г/м^3 . Максимальное содержание конденсата в пластовом газе отмечается за период на 183 сут. остановки данной скважины (375 г/м^3).

В дальнейшем более длительная продолжительность остановки скважин приводит к снижению стартового содержания конденсата, по причине интерференции соседних эксплуатационных скважин и общему снижению величины пластового давления в районе остановленной скважины. Величина пластового давления в различный период времени в районе исследуемой скважины показана на рисунке 4.

Оценка результатов исследований показала, что максимальное повышение величины пластового давления отмечается на 183 сут. остановки анализируемой скважины и составляет 42,2 МПа. Величина пластового давления в зоне скважины на 730 сут. снижается до 40,2 МПа по причине влияния работы соседних скважин, которые эксплуатируются на режиме постоянных отборов. Так, наиболее целесообразное проведение периодической остановки скважин длительностью с минимальным влиянием соседних скважин и в момент выхода на асимптоту роста содержания конденсата составляет 62 сут. Динамика снижения содержания конденсата в зависимости от величины изменения депрессии на пласт приведена на рисунке 5.

Эксплуатационный режим газоконденсатных скважин определяет потери конденсата в залежи, которые возникают в ходе эксплуатации на длительном промежутке времени. Работа скважины на минимальной депрессии на пласт позволяет снизить потери конденсата в залежи, а в свою очередь отборы на максимальной депрессии увеличивают отбор газа, но увеличивают потери конденсата. С целью повышения эффективности остановок газоконденсатных скважин проведены расчеты по вариантам, предусматривающим сохранение депрессии на пласт, а также увеличение и снижение депрессии. Таким образом, увеличение депрессии на пласт после запуска скважины снижает эффективность периодической ее остановки, приводя к снижению содержания конденсата в добываемом пласте.

Таблица 1.

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Table 1. Geological and physical characteristics of the productive strata of the Achimov deposits of the Urengoy field

Параметры	Пласт					
	Ач ₃	Ач ₄	Ач ₅ ¹	Ач ₅ ²⁻³	Ач ₆ ⁰⁻²	Ач ₆ ¹
1. Средняя газонасыщенная толщина, м	15,8	14,3	5,2	14,8	7,8	7,8
2. Коэффициент пористости, доли ед.	0,172	0,166	0,156	0,153	0,146	0,138
3. Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.	0,575	0,625	—	0,652	0,594	-
4. Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	1,1	1,3	0,4	0,6	0,6	0,4
5. Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,48	0,57	0,42	0,53	0,34	0,48
6. Расчлененность, ед.	8,4	10	5,3	10,2	5,8	15,3
7. Начальная пластовая температура, °С	107	108	113	108	113	112
8. Начальное пластовое давление, МПа	60,3	60,4	60,5	60,3	60,8	60,7
9. Давление начала конденсации, МПа	55,4	55,6	56,7	57,2	38,1	-
10. Потенциальное содержание конденсата в газе, г/м ³	300	300	430	419	425	-

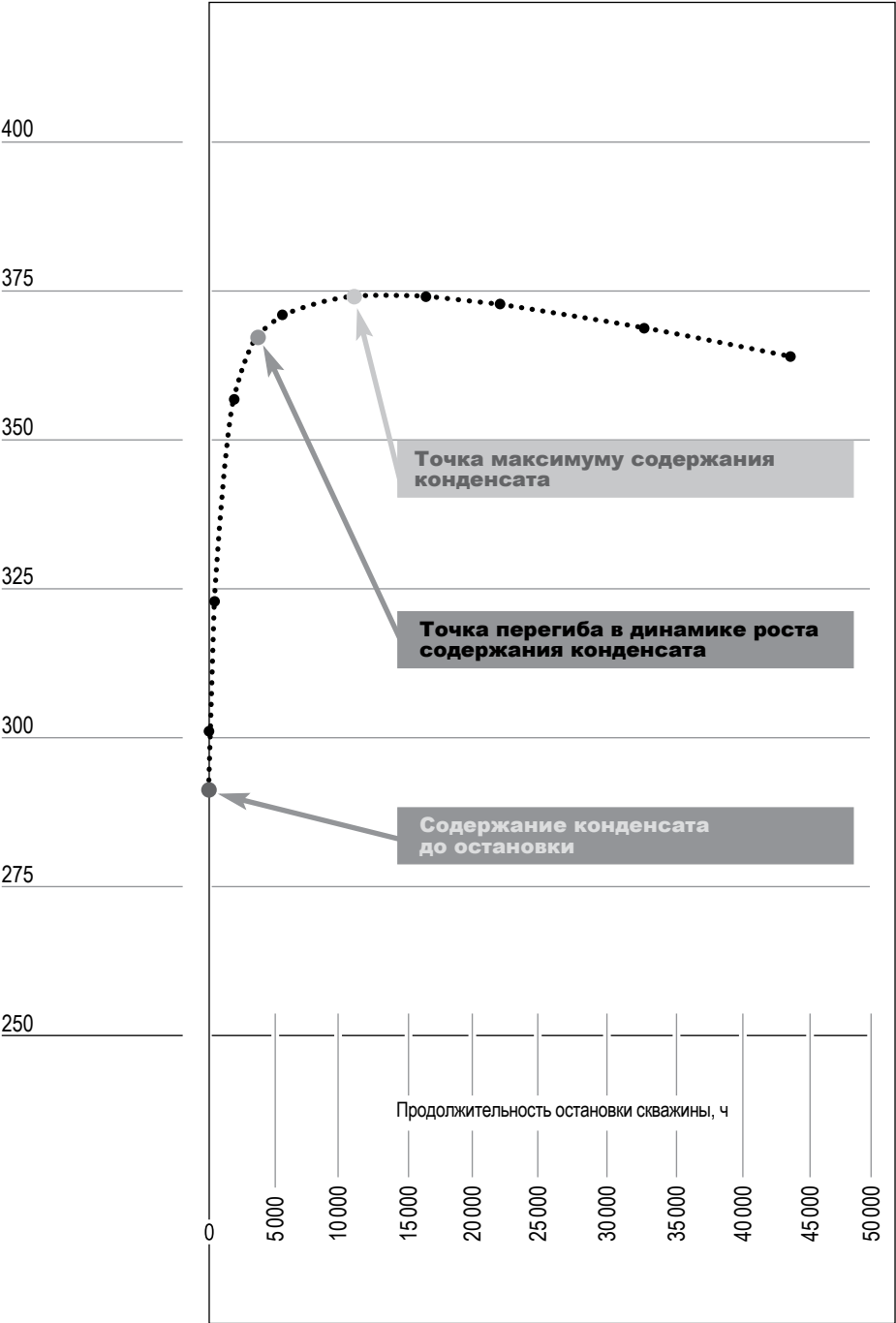


Рис. 3.

Влияние продолжительности времени остановки скважины на стартовое содержание конденсата при запуске скважины.

Fig. 3. Influence of the duration of the well shutdown time on the initial condensate content at the start of the well.

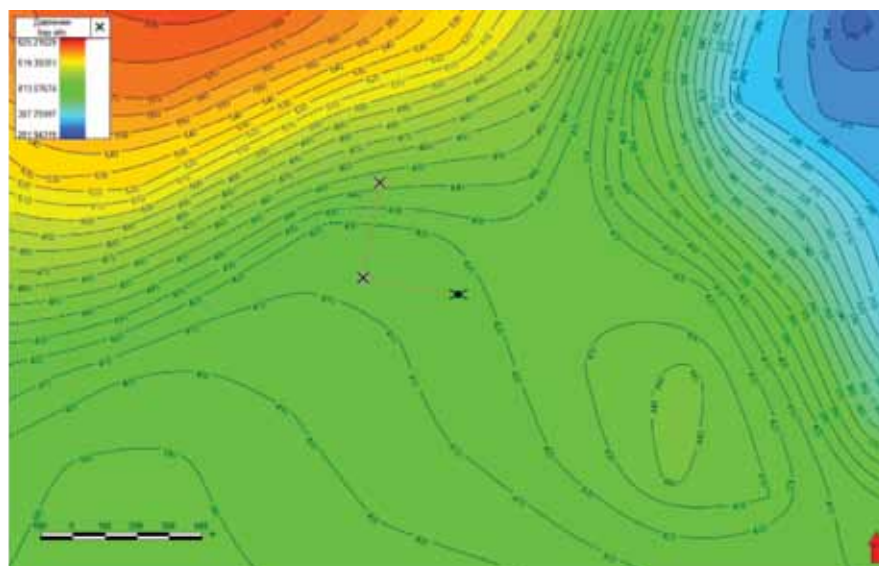
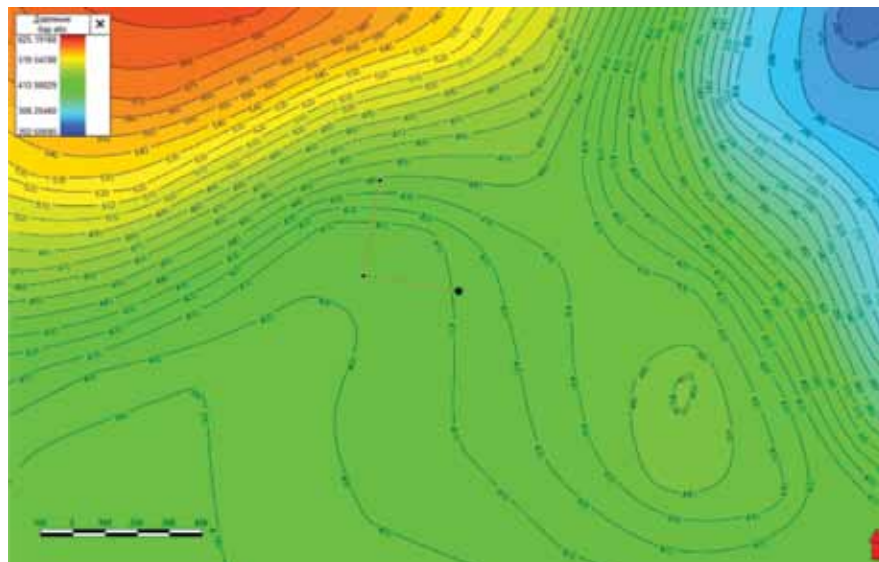


Рис. 4. Величина пластового давления в различный период времени в районе исследуемой скважины.

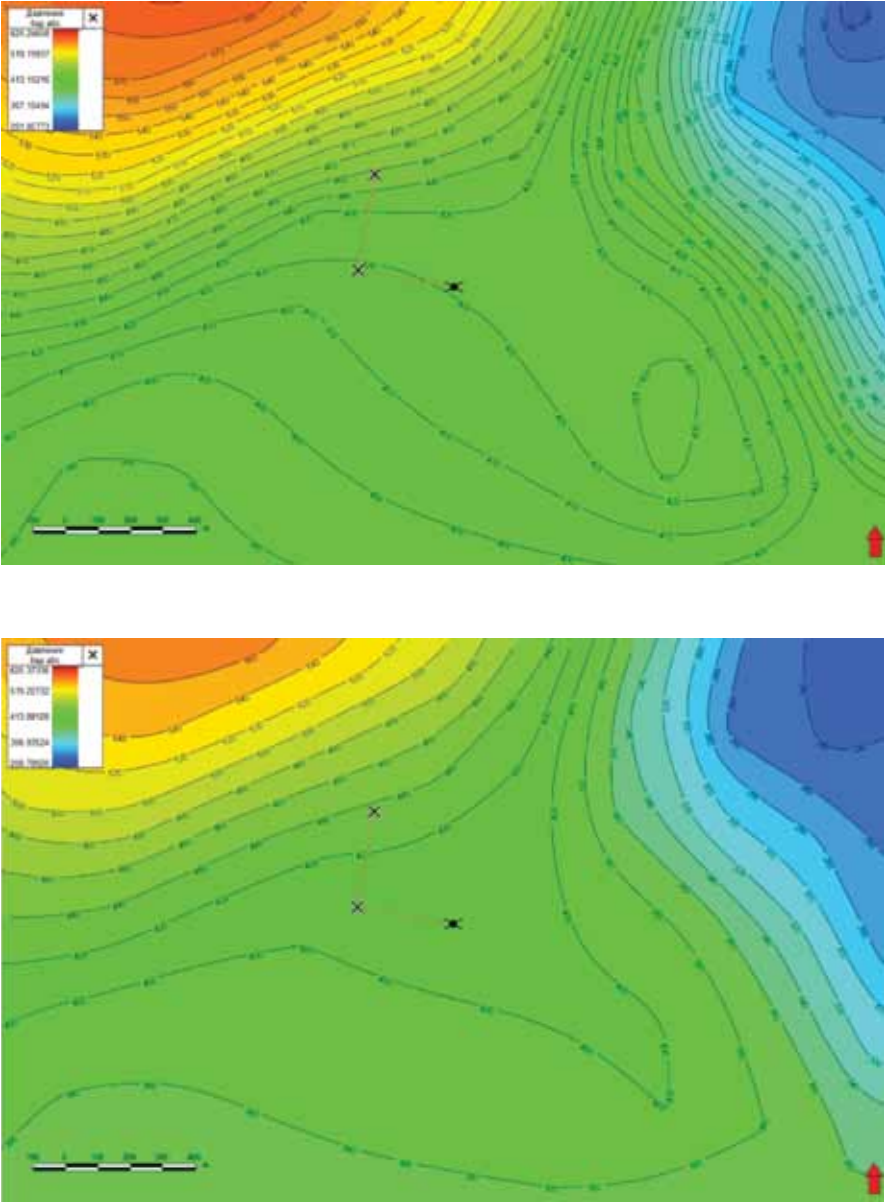


Fig. The value of reservoir pressure in a different period of time in the area of the investigated well.

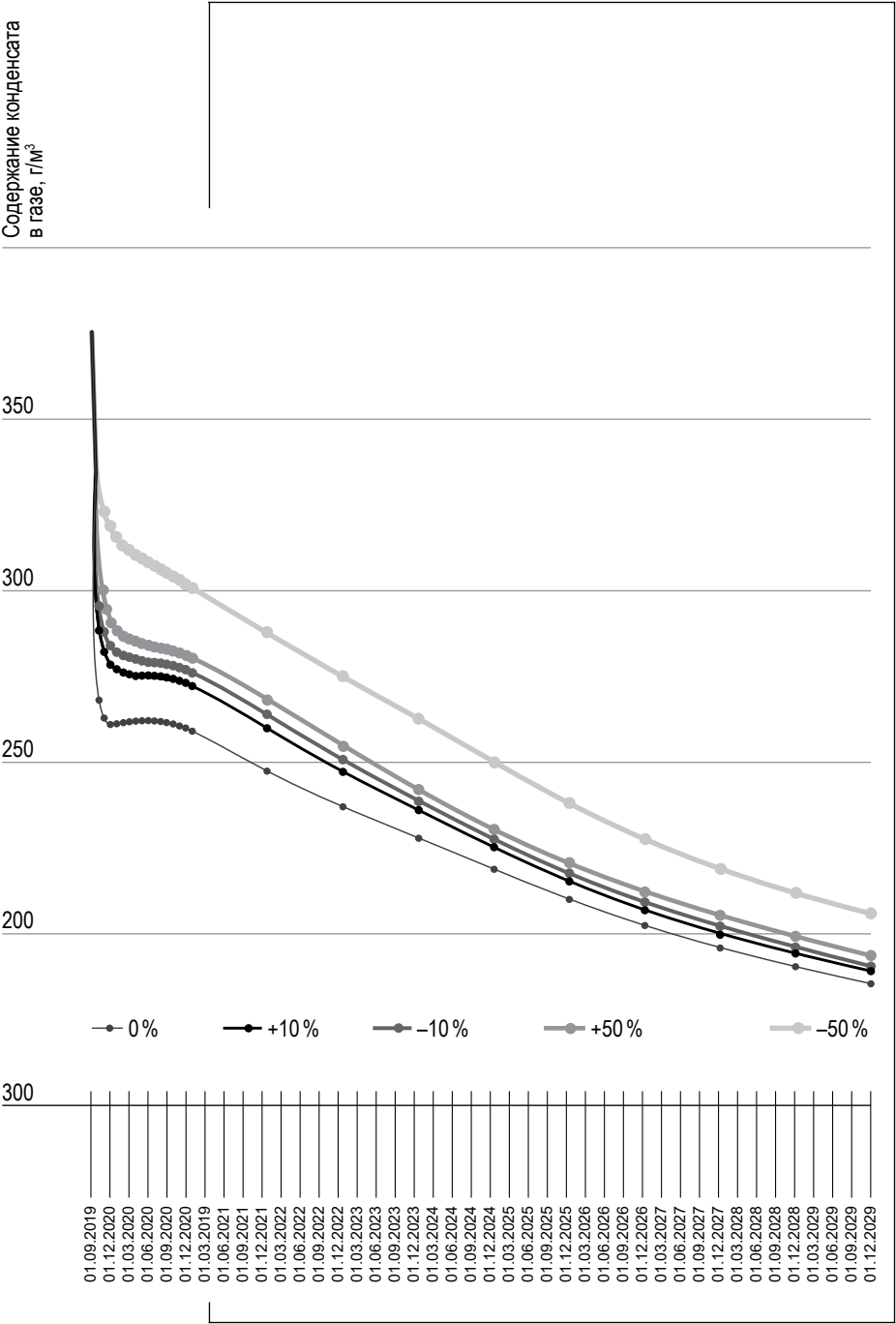


Рис. 5. Динамика снижения содержания конденсата в зависимости от величины изменения депрессии на пласт.
Fig. 5. Dynamics of condensate content decrease depending on the magnitude of drawdown change in the formation.

товом газе, что в свою очередь приводит к увеличению потерь конденсата в залежи. Сохранение же максимального эффекта от периодической остановки скважины возможно при максимально возможном технологическом снижении депрессии.

Выводы

На основании выполненных исследований с целью повышения выработки запасов углеводородов и определению оптимальной длительности остановки скважин в условиях разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения выявлено, что продолжительность остановки (более 183 сут.) будет иметь негативное влияние на величину потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Обосновано, что на эффективность периодических остановок влияет технологический режим эксплуатации скважин после запуска.

Также снижение депрессии на пласт позволяет сохранить эффект от обратного растворения конденсата в залежи посредством использования ее естественной энергетики.

Библиографический список

1. Абасов М.Т. и др. Проблемы повышения производительности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений // Геология нефти и газа. 2003. №3. С. 48–52.
2. Аблаев А. и др. Технологии для закачивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских залежей Уренгойского месторождения // SPE RussianOilandGasExploration& ProductionTechnicalConferenceandExhibition (14–16 October, 2014) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171277-RU>. DOI: 10.2118/171277-RU (дата обращения: 20.03.2023)
3. Булейко В.М. Обоснование методов активного воздействия на углеводородные залежи плотных низкопроницаемых коллекторов на основе экспериментальных исследований поведения флюидов в пористых средах // Вести газовой науки. 2011. № 2 (7). С. 110–123.
4. Волохова А.В. и др. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений // Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 3. С. 19–48.

5. Граф Т. Вертикальная и горизонтальная интеграция для преодоления крайне сложных проблем при эксплуатации низкопроницаемых газоконденсатных пластов Ачимовской свиты. Электронный ресурс // 171169-RUS PE Conference Paper – 2014. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.onepetro.org/conference-paper / SPE-171169](https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171169). (дата обращения: 20.03.2023)
6. Григорьев Б.А. и др. Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем // Вести газовой науки. 2017. № 2. С. 182–202.
7. Гриценко А.И. и др. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1997. 364 с.
8. Гужов Н.А. Термогидродинамические основы добычи углеводородов при разработке газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт: дис. ... д-ра техн. наук. М., 2000. 474 с.
9. Жариков М.Г. и др. Практический опыт увеличения продуктивности газоконденсатных скважин в низкопроницаемых коллекторах более чем на 30 % благодаря комплексному подходу при строительстве и заканчивании скважин // SPE Russian Petroleum Technology Conference (26–28 October, 2015). [Электронный ресурс]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176535-RU>. DOI: 10.2118/176535-RU (дата обращения: 20.03.2023)
10. Зайченко В.М. и др. Математическое и физическое моделирование теплового воздействия на газоконденсатные системы // Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 66–72.
11. Игнатьев А.Э. и др. Моделирование и исследование влияния «конденсатной банки» на продуктивность газоконденсатных скважин с ГРП // Нефтепромысловое дело. 2011. № 9. С. 19–24.
12. Инякин В.В., Мулявин С.Ф., Усачев И.А. Влияние нестационарного режима работы на продуктивность добывающих скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 3 (135). С. 47–53.
13. Киреев С.В. Изучение механизма накопления конденсата в призабойной зоне пласта и методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин: дис. ... канд. техн. наук. М., 2000. 143 с.
14. Корчажкина И.Ю. Математическое моделирование мероприятий по обработке призабойных зон газоконденсатных скважин различными агентами // Вести газовой науки. 2010. № 1. С. 82–91.

15. Назаров А.В. Развитие математического моделирования для проектирования и анализа разработки нефтегазоконденсатных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук. Ухта, 2012. 427 с.
16. Умняев В.Г. Развитие методов акустического воздействия из скважин с целью повышения конденсатоотдачи пласта: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Ухта, 2013. 23 с.
17. Шандрыгин А.Н. Воздействие на газоконденсатные пласты закачкой рабочих агентов // Недропользование XXI век. 2008. № 3. С. 74–77.
18. Шандрыгин А.Н. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин, направленные на уменьшение или предотвращение накопления конденсата в призабойных зонах // Недропользование XXI век. 2008. № 6. С. 67–71.
19. Юдин А. Размер ГРП имеет значение: опыт разработки мощных ачимовских отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения / А. Юдин и др. // SPE Russian Petroleum Technology Conference (16–18 October, 2017) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187852-RU>. DOI: 10.2118/187852-RU (дата обращения: 20.03.2023)
20. Juntai Sh. et al. A New Deliverability Testing Method for Gas Condensate Wells // 131443-MS SPE Conference Paper – 2010 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE-1314432> (дата обращения: 20.03.2023)

References

1. Abasov M.T. et al. Problems of improving the productivity of gas condensate wells at the late stage of field development // Geology of Oil and Gas. 2003. No. 3. P. 48–52. (In Russ.).
2. Ablaev A. et al. Completion and multi-stage hydraulic fracturing technologies for complex horizontal wells with HF of the Achimov deposits of the Urengoy field // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition (October 14–16, 2014) [Electronic resource]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171277-RU>. DOI: 10.2118/171277-EN (accessed 20.03.2023). (In Russ.).
3. Buleiko V.M. Substantiation of methods of active impact on hydrocarbon deposits of tight low-permeability reservoirs based on experimental studies of the behavior of fluids in porous media // Vesti gazovoy nauki. 2011. No. 2 (7). P. 110–123. (In Russ.).

4. Volokhova A.V. et al. Review of methods for improving component recovery in the development of gas condensate fields // Nauka. Innovations. Technologies. 2019. No. 3. P. 19–48. (In Russ.).
5. Graf T. Vertical and horizontal integration to overcome extremely complex problems in the operation of low-permeability gas condensate reservoirs of the Achimov suite. Electronic resource // 171169-RUS PE Conference Paper – 2014 [Electronic resource]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-171169>. (accessed 20.03.2023). (In Russ.).
6. Grigoriev B.A. et al. Review of works on the theory of filtration of hydrocarbon systems // Vesti gazovoy nauki. 2017. No. 2. P. 182–202. (In Russ.).
7. Gritsenko A.I. et al. Methods for increasing the productivity of gas condensate wells. M.: Nedra, 1997. 364 p. (In Russ.).
8. Guzhov N.A. Thermohydrodynamic fundamentals of hydrocarbon production in the development of gas condensate fields with reservoir impact: Thesis ... Dr. tech. sciences. M., 2000. 474 p. (In Russ.).
9. Zharikov M.G. et al. Practical experience of increasing the productivity of gas condensate wells in low-permeability reservoirs by more than 30% due to an integrated approach in the construction and completion of wells // SPE Russian Petroleum Technology Conference (October 26–28, 2015) [Electronic resource]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-176535-RU>. DOI: 10.2118/176535-EN (accessed 20.03.2023). (In Russ.).
10. Zaichenko V.M. et al. Mathematical and physical modeling of thermal effects on gas condensate systems // Vesti gazovoy nauki. 2013. No. 1 (12). P. 66–72. (In Russ.).
11. Ignatiev A.E. et al. Modeling and study of the influence of the “condensate bank” on the productivity of gas condensate wells with hydraulic fracturing // Neftepromyslovoe delo. 2011. No. 9. P. 19–24. (In Russ.).
12. Inyakin V.V., Mulyavin S.F., Usachev I.A. Influence of non-stationary operation mode on the productivity of producing wells of the Urengoy oil and gas condensate field // News of higher educational institutions. Oil and gas. 2019. No. 3 (135). P. 47–53. (In Russ.).
13. Kireev S.V. Study of the mechanism of condensate accumulation in the bottomhole formation zone and methods for increasing the productivity of gas condensate wells: Thesis ... cand. tech. sciences. M., 2000. 143 p. (In Russ.).

14. Korchazhkina I.Yu. Mathematical modeling of measures to treat the bottomhole zones of gas condensate wells with various agents // *Vesti gazovoy nauki*. 2010. No. 1. P. 82–91. (In Russ.).
15. Nazarov A.V. Development of mathematical modeling for the design and analysis of the development of oil and gas condensate fields: Thesis ... Dr. tech. sciences. Ukhta, 2012. 427 p. (In Russ.).
16. Umnyaev V.G. Development of methods of acoustic impact from wells in order to increase condensate recovery of the formation: Abstract of the thesis dis. ... cand. tech. sciences. Ukhta, 2013. 23 p. (In Russ.).
17. Shandrygin A.N. Impact on gas condensate reservoirs by injection of working agents // *Subsoil use XXI century*. 2008. No. 3. P. 74–77. (In Russ.).
18. Shandrygin A.N. Methods for increasing the productivity of gas condensate wells aimed at reducing or preventing the accumulation of condensate in bottomhole zones // *Subsurface use XXI century*. 2008. No. 6. P. 67–71. (In Russ.).
19. Yudin A. et al. The size of hydraulic fracturing matters: the experience of developing thick Achimov deposits of the Urengoy gas condensate field // *SPE Russian Petroleum Technology Conference (October 16–18, 2017)* [Electronic resource]. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-187852-RU>. DOI: 10.2118/187852-EN (accessed 20.03.2023). (In Russ.).
20. Juntai Sh. et al. A New Deliverability Testing Method for Gas Condensate Wells // 131443-MS *SPE Conference Paper* – 2010 [Electronic resource]. URL: <https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE-1314432>. (accessed 20.03.2023).

Поступила в редакцию 21.12.2022, принята к публикации 20.04.2023.

Информация об авторе

Инякин Владислав Витальевич — ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.
E-mail: injakinvv@tyuiu.ru

Information about the author

Vladislav V. Inyakin — Assistant of the Department Development and Operation of Oil and Gas Fields of Tyumen Industrial University. E-mail: injakinvv@tyuiu.ru