

2.8.4.
УДК: 622.276
DOI:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
10.37493/2308-4758.2023.3.7

Мулявин С.Ф.,
Бяков А.В.,
Нещадимов Р.А.

Тюменский индустриальный университет
г. Тюмень,
Россия

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕ- ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Введение.

Нефтегазоконденсатное месторождение X располагается в Томской области и относится к Васюганской нефтегазоносной области Западносибирской нефтегазоносной провинции. В разрезе месторождения выделены 5 объектов разработки: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄₋₅. Изученные объекты являются сложными с точки зрения геологического строения и фазового состояния флюидов. К осложняющим разработку факторам относятся: низкая проницаемость коллекторов, наличие водонефтяных и газонефтяных зон, сложный состав флюид, фазовое состояние залежи близкое к критическому. Изучение опыта разработки сложных объектов является актуальной задачей. Полученная в результате информация может быть в дальнейшем использована при проектировании разработки месторождений-аналогов.

Материалы и методы
исследований.

Объектом исследования выступают эксплуатационные объекты нефтегазоконденсатного месторождения X. В статье представлены результаты проведённого анализа разработки месторождения, изучена динамика технологических показателей, структура фонда и изучено энергетическое состояние введенных в эксплуатацию объектов. В качестве информационного источника использована проектно-техническая документация на разработку месторождения X, в том числе включающая в себя материалы исследований методом кривой восстановления давления (КВД), на основании которых было установлено влияние снижения пластового давления на продуктивность добывающих скважин.

Результаты исследований
и их обсуждение.

На Месторождении X в разработку введены объекты Ю₁¹ и Ю₁², включающие нефтяную и нефтяную залежь с газовой шапкой. Газоконденсатные объекты не эксплуатируются. В целом месторождение находится на начальной стадии разработки. Для пласта Ю₁¹ по проектному документу реализуется треугольная сетка размещения скважин с шагом 700 м с фор-

мированием обращенной семиточечной системой заводнения. На объекте Ю₁² – трехрядная система разработки 700 × 700 м. Несмотря на низкие фильтрационно-ёмкостные свойств коллекторов входные дебиты скважин высокие, что объясняется свойствами флюидов месторождения X. Единственным применённым на месторождении на данный момент методом интенсификации добычи является гидроразрыв пласта. Неблагоприятные факторы с точки зрения разработки месторождения были выявлены в ходе анализа динамики изменения пластового давления. На месторождении был проведён ряд исследований для определения влияния снижения пластового давления на процесс добычи углеводородного сырья.

Выводы. В ходе проведённых на месторождении исследований выявлено необратимое негативное влияние снижения пластового давления ниже давления насыщения на продуктивность скважин. Рост газового фактора отмечается даже при незначительном снижении пластового давления, особенно на пласте Ю₁¹. Ввод нагнетательных скважин позволил стабилизировать пластовое давление, но основные проблемы разработки данных сложных объектов остаются нерешёнными. Для оптимизации дальнейшей эксплуатации данных залежей необходима комплексная реализация предлагаемых проектных решений.

Ключевые слова: разработка, нефтегазоконденсатное месторождение, фонд скважин, пластовые давления, газовый фактор, пластовое давление

Mulyavin S.F., Tyumen Industrial University,
Byakov A.V., Tyumen,
Neshchadimov R.A. Russia

**Features of the Development of Oil and Gas
Condensate Field in the Tomsk Region**

Introduction. Oil and gas condensate field X is located in the Tomsk region and belongs to the Vasyugan oil and gas region of the West Siberian oil and gas province. In the section of the field, 5 development objects were identified: J₁¹, J₁², J₁³⁻⁴, J₃ and J₄₋₅. The studied objects are complex in terms of geological structure and phase state of the fluids. The factors complicating the development include low reservoir permeability, the presence of water-oil and gas-oil zones, the complex composition of the fluid, the phase state of the deposit is close

to critical. Studying the experience of developing complex objects is an urgent task. The resulting information can be further used in the design of the development of analogue deposits.

Materials and research methods.

The object of the study is the operational facilities of the oil and gas condensate field X. The article presents the results of the analysis of the development of the field; the dynamics of technological indicators, the structure of the fund, and the energy state of the commissioned facilities are studied. The design and technical documentation for the development of the X field was used as an information source, including the materials of studies by the pressure recovery curve (PRC) method, on the basis of which the effect of a decrease in reservoir pressure on the productivity of production wells was established.

Research results and their discussion.

At Field X, objects J_1^1 and J_1^2 were put into development, including oil and oil deposits with a gas cap. Gas condensate facilities are not operated. In general, the field is at the initial stage of development. For the J_1^1 formation, according to the design document, a triangular well placement grid is implemented with a step of 700 m with the formation of an inverted seven-point flooding system. The J_1^2 facility has a three-row development system 700×700 m. Despite the low porosity and permeability properties of the reservoirs, the input well flow rates are high, which is explained by the properties of the fluids of the X field. The only stimulation method currently used at the field is hydraulic fracturing. Adverse factors in terms of field development were identified during the analysis of the dynamics as regards the changes in reservoir pressure. A number of studies were carried out at the field to determine the effect of lowering reservoir pressure on the process of hydrocarbon production.

Conclusions.

In the course of the studies carried out at the field, an irreversible negative effect of a decrease in reservoir pressure below saturation pressure on well productivity was revealed. Gas/oil ratio growth is noted even with a slight decrease in reservoir pressure, especially in the J_1^1 formation. The introduction of injection wells allowed stabilizing the reservoir pressure, but the main problems in the development of these complex objects remain unresolved. To optimize the further exploitation of these deposits, a comprehensive implementation of the proposed design solutions is required.

Keywords:

development, oil and gas condensate field, well stock, reservoir pressures, gas/oil ratio, reservoir pressure

Введение

Нефтегазоконденсатное месторождение X располагается в Парабельском районе Томской области северо-западнее Томска и относится к Васюганской нефтегазоносной области Западносибирской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1967 году, в разработку введено в 2004.

Промышленная нефтегазоносность приурочена к юрским отложениям тюменской и васюганской свиты. В разрезе месторождения выделены 5 объектов разработки: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄₋₅. По объёму извлекаемых запасов углеводородов месторождение относится к категории крупных.

По состоянию на 01.01.2012 в разработку был введён объект Ю₁¹ содержащий одну нефтяную залежь и объект Ю₁² содержащий одну нефтяную залежь с газовой шапкой. Оба объекта находятся на первой стадии разработки, проектный фонд полностью не реализован. Изученные объекты являются сложными с точки зрения геологического строения и фазового состояния флюидов. К осложняющим разработку факторам относятся: низкая проницаемость коллекторов, наличие водонефтяных и газонефтяных зон, сложный состав флюид, фазовое состояние залежи близкое к критическому.

Изучение опыта разработки сложных объектов является актуальной задачей. Полученная в результате информация может быть в дальнейшем использована при проектировании разработки месторождений-аналогов.

Материалы и методы исследований

Объектом исследования выступают эксплуатационные объекты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄₋₅ нефтегазоконденсатного месторождения X, расположенного в Парабельском районе Томской области.

В статье представлены результаты проведённого анализа разработки месторождения, изучена динамика технологических показателей, структура фонда и изучено энергетическое состояние введённых в эксплуатацию объектов.

В качестве информационного источника использована проектно-техническая документация на разработку месторождения X,

в том числе включающая в себя материалы исследований методом кривой восстановления давления (КВД), на основании которых было установлено влияние снижения пластового давления на продуктивность добывающих скважин [18].

В ходе выполнения анализа динамики технологических показателей и результатов выполненных геолого-технических мероприятий (ГТМ) использована специализированная литература, посвящённая разработке нефтяных и газовых месторождений [4, 9, 13, 14, 17].

Проектные решения и ГТМ, рекомендованные для оптимизации процесса разработки, составлены на основании изучения опыта применения ГТМ в схожих геологических условиях. В работах [1, 3, 5, 10, 11, 12, 16] представлен опыт применения гидроразрыва пласта (ГРП), в работах [2, 19, 20] проанализированы результаты применения мероприятий, направленных на предотвращение обводнения скважин, [4, 6, 7, 8, 15, 17] посвящены разработке месторождений с близкими характеристиками продуктивных пластов.

Результаты исследований и их обсуждение

Из пяти выделенных на месторождении эксплуатационных объектов на 01.01.2012 г. в разработке находились объекты Ю₁¹ и Ю₁², содержащие одну нефтяную и одну нефтяную залежь с газовой шапкой, соответственно. Газоконденсатные объекты Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄₋₅ в разработку не были введены.

На начало 2012 года на месторождении Х было пробурено 78 скважин: 54 добывающих; 10 нагнетательных; 3 скважин в консервационном фонде, 2 в пьезометрическом, 7 скважин ликвидированы; 2 водозаборные.

Согласно действующей классификации, месторождение Х относится к крупным по величине извлекаемых запасов [9]. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 39,4 млн т при коэффициенте извлечения нефти (КИН) — 0,461. Запасы свободного газ объектов Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄₋₅ и газа газовой шапки объекта Ю₁² — 13913 млн м³. Начальные извлекаемые запасы конденсата — 777 тыс. т, коэффициент извлечения конденсата (КИК) — 0,629. На начало 2012 года накопленная добыча нефти по месторождению состав-

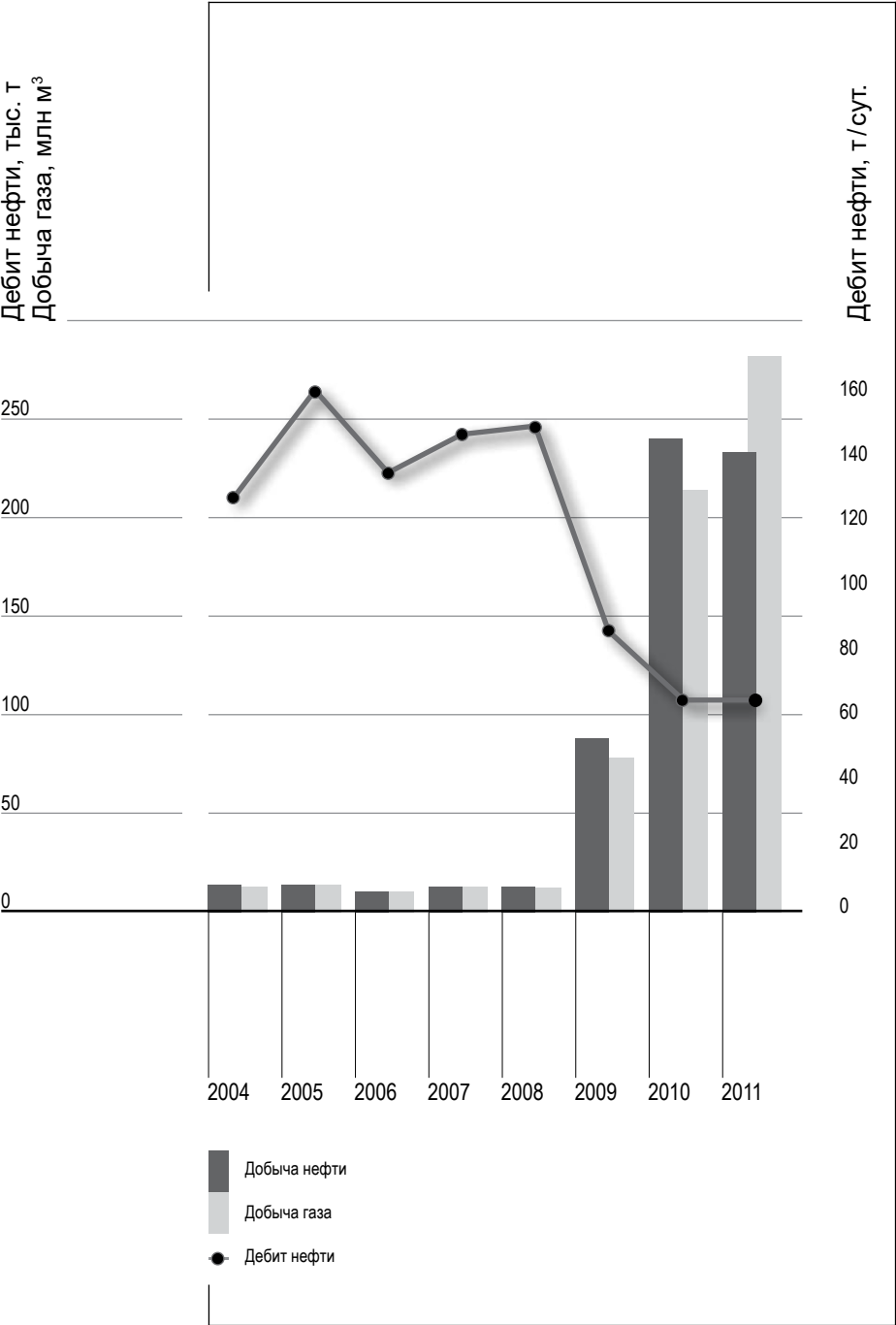


Рис. 1. Динамика основных технологических показателей.
Объект Ю₁¹.
Fig. 1. Dynamics of the main technological indicators.
Object J₁¹.

ляла 1781,8 тыс. т, жидкости — 1773,6 тыс. т, растворённого газа — 1048,4 млн м³.

Нефтяная залежь пласта Ю₁¹ — пластовая — сводовая, коллектор — терригенный, поровый, характеризуется коэффициентом пористости, равным 0,1 д. ед., коэффициент проницаемости — 0,043 мкм², невысокой нефтенасыщенной толщиной — 3,1 м. Нефть очень лёгкая («летучая», $\rho_n = 0,721$ г/см³), маловязкая ($\mu_n = 0,04$ мПа*с) с высоким газосодержанием (884 м³/т)

При изучении данной залежи её критическое фазовое состояние не позволило однозначно идентифицировать тип залежи. Так, по результатам гидродинамических исследований скважин газосодержание продукции изменялось от 378 до 2323 м³/т.

Для пласта Ю₁¹, согласно проектному документу, утверждена обращенная семиточечная система разработки с размещения скважин по треугольной сетке с шагом 700 м.

Добычу нефти из пласта Ю₁¹ с начала разработки осуществляли 26 скважин (25 скважин, эксплуатировавших только Ю₁¹ и одна скважина, вскрывающая совместно Ю₁¹ и Ю₁²). На 01.01.2012 фонд действующих скважин составлял 21 единицу, все из них эксплуатировались фонтанным способом, в консервации находилась одна скважина и одна в ликвидации.

Начальные извлекаемые запасы нефти в пласте составляют 8,1 млн т, КИН утверждён на уровне 0,513. Накопленная за время разработки добыча нефти и жидкости по объекту Ю₁¹ составила 625,1 тыс. т и 626,2 тыс. т. соответственно, растворенного газа 625,7 млн м³, что составляет 35% от общей добычи месторождения, отбор от НИЗ 7,7%. Среднее значение обводненности добываемой продукции объекта Ю₁¹ 0,21%, дебиты нефти и газа 64,5 т/сут и 77,5 тыс. м³/сут [2]. Динамика технологических показателей отражена на рисунке 1.

Организация системы поддержания пластового давления (ППД) на объекте Ю₁¹ была начата с мая 2010 г., после перевода одной нагнетательной в отработку скважины под закачку. В 2011 г. под нагнетание воды были переведены ещё три скважины, накопленная закачка на 01.01.2012 составляла 295,3 тыс. м³. За 2011 год было закачано 271 тыс. м³ воды со средней приемистостью 351 м³/сут.

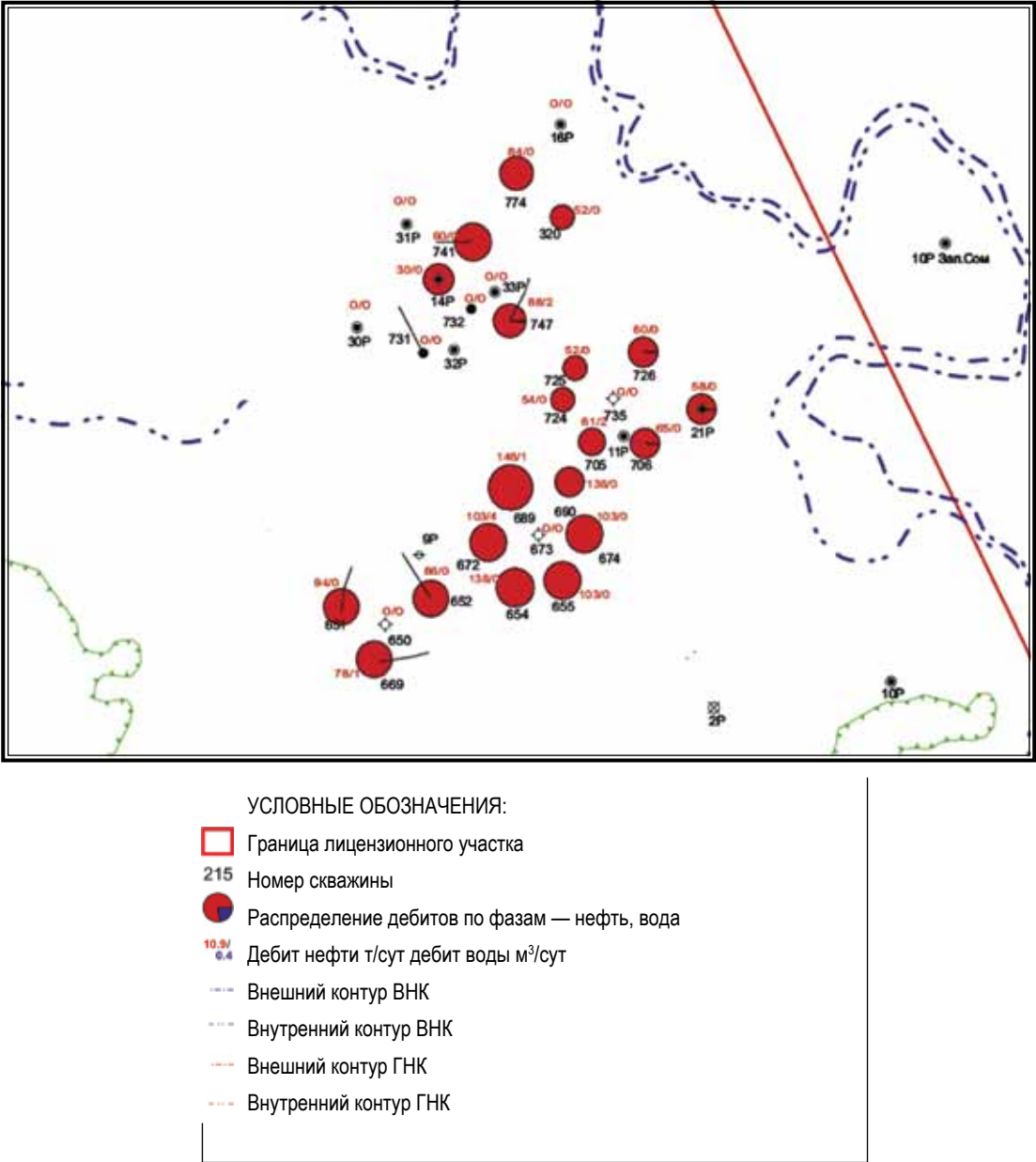


Рис. 2. Карта текущего состояния разработки.
Объект Ю₁¹.
Fig. 2. Map of the current state of development.
Object J₁¹.

Карта текущего состояния разработки представлена на рисунке 2.

Текущая компенсация составила лишь 30 %, несмотря на высокие значения приемистости скважин, переведённых под закачку воды. Величина средневзвешенного пластового давления в зоне отбора – 21,1 МПа (0,93 Р_{нас.}), среднее значение газового фактора возросло с 884 м³/т (2010 г.) до 1 119,4 м³/т (2011 г.) или на 27 % [18]. Рост газового фактора отмечается даже при незначительном снижении пластового давления. Динамика средневзвешенных давлений по картам изобар в зоне отбора приведена в таблице 1.

Таблица 1.

ДИНАМИКА СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ
В ЗОНЕ ОТБОРА

Table 1. Dynamics of weighted average pressures in the extraction zone

Годы	Объект Ю, ¹	Объект Ю, ²
2004	24,5	24,9
2005	24,5	24,7
2006	24,9	24,7
2007	24,7	24,5
2008	24,6	24,7
2009	23,74	23,8
2010	21,63	20,91
2011	21,1	18,71

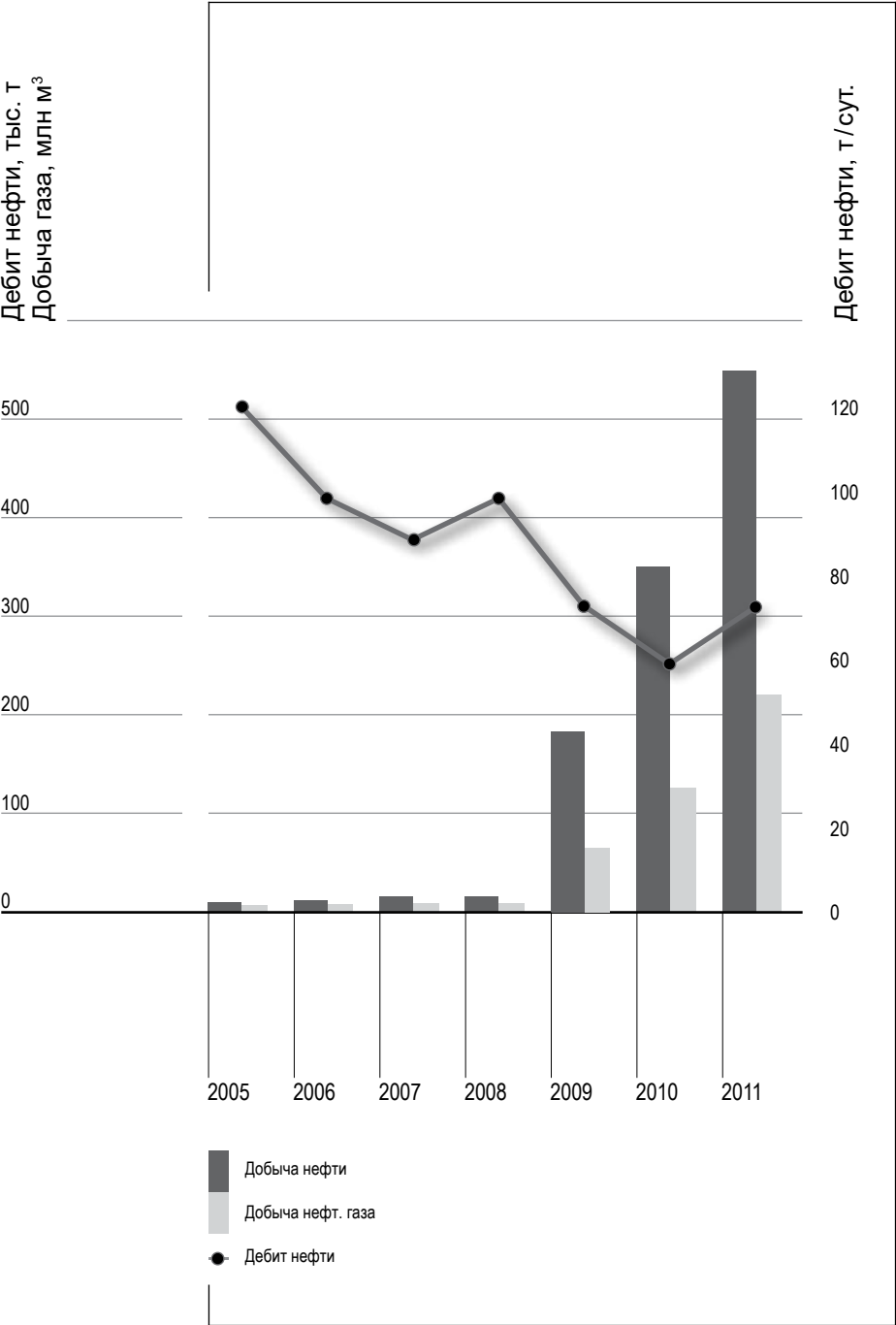


Рис. 3. Динамика основных технологических показателей. Объект Ю₁².
Fig. 3. Dynamics of the main technological indicators. Object J₁².

Нефтегазоконденсатная залежь пласта Ю₁² – пластовая сводовая, коллектор – терригенный, поровый, характеризуется коэффициентом пористости, равным 0,152 д. ед., коэффициентом проницаемости – 0,018 мкм², невысокой нефтенасыщенной толщиной – 6,6 м. Нефть легка ($\rho_n = 0,777$ г/см³), маловязкая ($\mu_n = 0,22$ мПа*с) с высоким газосодержанием (348 м³/т).

На объекте Ю₁² реализуется трехрядная система разработки 700 х 700 м с плотностью сетки скважин 49 га/скв.

Добычу нефти из пласта Ю₁² с начала разработки осуществляли 38 скважин. На 01.01.2012 в действующем фонде эксплуатационного объекта находилось 32 скважины, фонтанные – 26, ЭЦН – 6, две скважины в консервации, семь в ликвидации, одна в освоении после бурения, одна пьезометрическая.

Начальные извлекаемые запасы нефти (НИЗ) – 31,3 млн т, КИН утверждён на уровне 0,449. Накопленная добыча нефти и жидкости по объекту Ю₁² достигла 1136,7 тыс. т и 1147,4 тыс. т, соответственно, растворенного газа 422,7 млн м³, что составляет 65 % от общей добычи месторождения, отбор от НИЗ 3,6 %. Среднее значение обводненности добываемой продукции объекта Ю₁² – 1,4%, дебиты по нефти и газу 71,9 т/сут и 28,5 тыс. м³/сут. Динамика технологических показателей приведена на рисунке 3.

Организация системы поддержания пластового давления объекта Ю₁² была начата с 05.2010 г., после перевода одной нагнетательной в отработку на нефть скважины под закачку. В 2011 г. под закачку воды были переведены дополнительно пять скважин. Накопленная закачка на дату анализа равнялась 618,6 тыс м³, за 2011 год – 553,9 тыс. м³ воды со средней приемистостью 454 м³/сут.

Карта текущего состояния разработки приведена на рисунке 4.

Накопленная компенсация составила 55,6 %, несмотря на высокие значения приемистости скважин под закачкой. В зоне отбора средневзвешенное пластовое давление снизилось до 18,7 МПа (0,92 Р_{нас.}), среднее значение газового фактора возросло с 348 м³/т до 396,1 м³/т или на 14 %. Динамика средневзвешенных давлений по картам изобар в зоне отбора приведена в таблице 1.

В целом 18 скважин обеспечили основную часть накопленной добычи нефти месторождения. Накопленный отбор по ним соста-

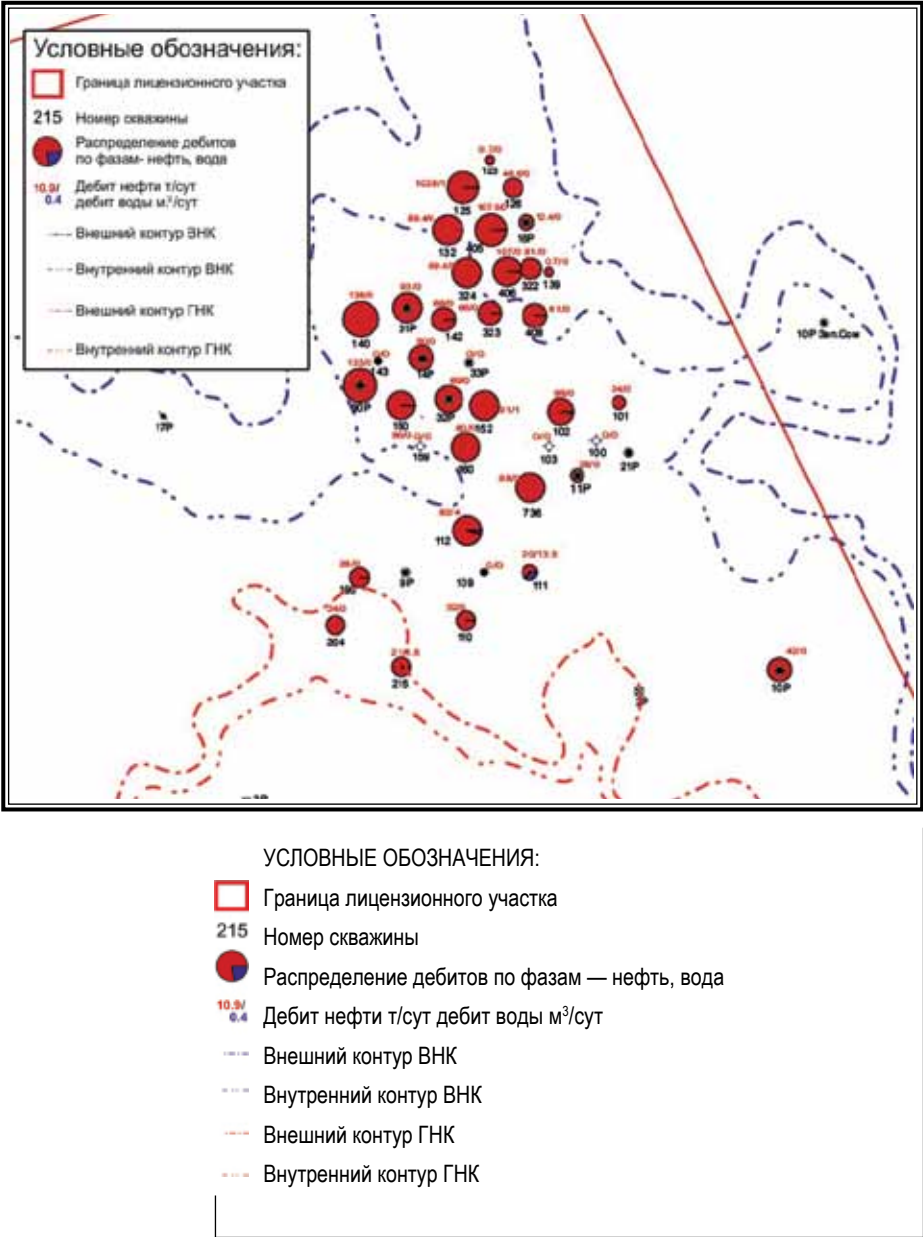


Рисунок 4. Карта текущего состояния разработки.
Объект Ю₁².
Fig. 4. Map of the current state of development.
Object J₁².

вил от 40 до 90 тыс. т. Добыча нефти из этих 18 скважин (28,5 % фонда) на дату анализа 1 074 тыс. т, приблизительно 61 % от всей добычи Месторождения Х. Данные 18 скважин с высоким дебитом (5 скв. – $Ю_1^1$, 12 скв. – $Ю_1^2$, 1 скв. – совместно $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$) оказывают определяющее влияние на динамику технологических показателей разработки месторождения.

По типу профиля практически весь эксплуатационный фонд скважин является наклонно-направленным, было пробурено лишь шесть скважин с горизонтальным окончанием длиной 700 м. По мнению авторов, разработка нефтяных залежей с низкими фильтрационными свойствами, с газовой шапкой и подстилаемых водой оптимальна системой горизонтальных скважин [18].

Единственным применённым на месторождении методом интенсификации добычи является гидроразрыв пласта. Всего было проведено семь операций на скважинах в северной части объекта $Ю_1^2$. Величина прироста дебита нефти после операции составила от 35 до 121 т/сут., величина снижения значения скин-фактора – до минус 4,9. Во всех мероприятиях использовалась масса пропанта около 40 тонн.

На начало 2012 года месторождение Х находилось на начальном этапе разработки, отбор от НИЗ по объектам $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ составлял 7,7 и 3,6 %, соответственно, система разработки не сформирована, газоконденсатные объекты не введены в эксплуатацию [13, 14].

В ходе проведения опытно-промышленной разработки и дальнейшей эксплуатации объектов на месторождении были получены начальные притоки безводной нефти, что отмечается и по состоянию на 01.01.2012 г., текущая обводненность составляет лишь 1 %.

Несмотря на низкие коллекторские свойства пластов юрских отложений входные дебиты скважин являются высокими даже без применения гидроразрыва пласта ввиду уникальных свойств пластовых флюидов, характеризующихся сверхнизкой вязкостью и, соответственно, высокой подвижностью [4]. Единственным участком, на котором гидроразрыв пласта был применён с целью получения промышленного притока флюида, является северный участок объекта $Ю_1^2$ вблизи внешнего контура ГНК. Успешность мероприятий составила 100 %, что позволяет рекомендовать гидроразрыв пла-

та в качестве перспективного вида мероприятий по интенсификации притока на месторождении X [12]. Подбор скважин кандидатов и выбор технологии для проведения ГРП должен осуществляется таким образом, чтобы не допустить прорыва по трещинам ГРП подошвенных вод и газа из газовой шапки пласта Ю₁² [1, 3, 5, 10, 11].

Неблагоприятные факторы с точки зрения разработки месторождения были выявлены в ходе анализа динамики изменения пластового давления. Оба введенных в разработку объекта характеризуются начальным пластовым давлением близким к давлению насыщения. На месторождении был проведен ряд исследований для определения влияния снижения пластового давления на процесс добычи углеводородного сырья.

Исследования КВД проведены на 13 поисково-разведочных скважинах пласта Ю₁¹ и на шести скважинах Ю₁². Полученные данные свидетельствуют о том, что в процессе эксплуатации происходит интенсивное снижение пластового давления в зоне отбора [8, 15]. Текущее пластовое давление по группе скважин уже ниже давления насыщения, что сопровождается снижением продуктивности скважины (вплоть до 20 %) от начальной и увеличением скин-фактора (до плюс 11). Данные изменения являются необратимыми и наиболее сильно проявляются на объекте Ю₁¹.

В рамках ОПР для поддержания пластового давления был выполнен перевод под закачку трех скважин с оптимальным забойным давлением. В то же время эксплуатацию одного элемента системы запланировано производить без поддержания пластового давления с целью оценки собственных энергетических возможностей залежи. Введение нагнетательных скважин и ограничение добычи в районах с наиболее длительным периодом разработки позволило стабилизировать пластовое давление, а на отдельных участках даже привело к его росту.

Результаты пробной эксплуатации ещё раз показали проблемы, возникающие при эксплуатации сложных по геологическому строению и флюидальному составу объектов. Для оптимизации разработки данных залежей рекомендуются следующие основные проектные решения:

- 1) формирование с начала эксплуатации системы поддержания пластового давления:

- 2) бурение скважин с горизонтальным окончанием, что позволит при использовании щадящих депрессий на пласт обеспечить рентабельные дебиты и не допустить быстрый прорыв газа и воды к скважине [7, 17];
- 3) необходимо предусмотреть адресную программу ГТМ как при вводе скважин в эксплуатацию (ГРП) [16], так и при дальнейшей эксплуатации (изоляционные, физико-химические методы) [19];
- 4) при обводнении скважин рекомендуется обработка призабойной зоны составом Адинол-20, позволяющим снизить обводнённость продукции добывающих скважин [2, 20, 6].

Выводы

На месторождении X в разработку введены объекты Ю₁¹ и Ю₁², включающие нефтяную и нефтяную залежь с газовой шапкой, соответственно. Газоконденсатные объектные не эксплуатируются. По обоим объектам система разработки не сформирована, реализованы только отдельные элементы.

При изучении залежи пласта Ю₁¹ её критическое фазовое состояние не позволило однозначно идентифицировать тип залежи. На текущий момент нефть данной залежи охарактеризована как «летучая».

Для пласта Ю₁¹ по проектному документу реализуется обращенная семиточечная система поддержания пластового давления с размещением скважин по треугольной сетке с шагом 700 м. На объекте Ю₁² – трехрядная система разработки 700 × 700 м.

Несмотря на низкие фильтрационно-ёмкостные свойств коллекторов входные дебиты скважин высокие, что объясняется свойствами флюидов месторождения X. Большая часть фонда эксплуатируется фонтанным способом.

Проведение гидроразрыва пласта зарекомендовало себя как эффективный метод интенсификации притока в условиях месторождения X.

Пластовое давление разрабатываемых объектов близко к давлению насыщения. В ходе проведения исследований выявлено не-

обратимое негативное влияние снижения пластового давления ниже давления насыщения на продуктивность скважин.

Отмечается рост газового фактора даже при незначительном снижении пластового давления, особенно на пласте Ю₁¹.

Ввод нагнетательных скважин позволил стабилизировать пластовое давление, но основные проблемы разработки данных сложных объектов остаются нерешенными. Для оптимизации дальнейшей эксплуатации данных залежей необходима комплексная реализация предлагаемых проектных решений.

Библиографический список

1. Астафьев В.И., Федорченко Г.Д. Асимптотический анализ процесса развития трещины ГРП // Математическое моделирование и краевые задачи. 2010. № 1. С. 32–36.
2. Ваганов Е.В., Сохошко С.К., Саранча А.В. и др. Результаты ликвидации притоков воды в скважинах, дренирующих газоконденсатные залежи // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 2. С. 7–24.
3. Вагнер А.М., Телишев А.А. Анализ проведения ГРП на примере месторождений Ноябрьского района // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 6. С. 80.
4. Гончаров И.В., Обласов Н.В., Сметанин А.В., Журова Е.Л., Воронков А.А. Оценка фазового состояния залежи одного из месторождений углеводородов Томской области // Горный журнал. 2012. № 4. С. 21–32.
5. Дружинская Ю.А. Применение комплекса исследований для определения геометрии трещин ГРП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" // Научный обозреватель. 2017. № 7. С. 48–50.
6. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 7. С. 11–21.
7. Казаков И.М. Заканчивание скважин – важнейший этап в их строительстве // Бурение и нефть. 2021. № 1. С. 55–56.
8. Казетов С.И., Исмагилов С.Ф. Прогнозирование индикаторных диаграмм на базе модификации формулы Вогеля // Булатовские чтения. 2019. № 2. С. 97–100.

9. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Нормативно-методическая документация. М.: ЕСО-ЭН, 2016. 320 с.
10. Логинов А.В., Колесник В.П. Прогноз продуктивности скважин после проведения ГРП и геометрия трещин разрыва // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегагабассейна (опыт, инновации). 2012. № 1. С. 193–196.
11. Матриков А.В. Определение параметров трещины ГРП из кривой падения давления, полученной при мини-ГРП // Форум молодых учёных. 2018. № 12–3. С. 242–248.
12. Меледин А.С. Методика обоснования скважин для многостадийного гидроразрыва пласта на примере юрских отложений Западной Сибири // Проблемы геологии и освоения недр. 2016. С. 363–364.
13. Мулявин С.Ф., Маслов В.Н. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Монография в двух частях. Часть I. Тюмень: ТИУ, 2016. 268 с.
14. Мулявин С.Ф., Маслов В.Н. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Монография в двух частях. Часть II. Тюмень: ТИУ, 2016. 150 с.
15. Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Изменение продуктивности скважин в бобриковских терригенных отложениях месторождений верхнего прикамья при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 5. С. 63–69.
16. Сабитов Р.Р., Швечиков К.Д. Модель принятия решений на основе линейной регрессии для планирования ГРП объекта ЮВ1 Нивагальского месторождения // Территория нефтегаз. 2014. № 5. С. 88–91.
17. Соколов И.С., Павлов М.С., Босых О.Н. Опыт разработки низкопроницаемого пласта горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7. С. 10–16.
18. Технологическая схема разработки X нефтегазоконденсатного месторождения Томской области по состоянию на 01.01.2012 г.
19. Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х., Фахретдинов Р.Н. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал. 2003. № 9. С. 4–22.

References

1. Astafiev V.I., Fedorchenko G.D. Asymptotic analysis of the hydraulic fracture development process. Mathematical modeling and boundary value problems. 2010. No. 1. P. 32–36. (In Russ.).
2. Vaganov E.V., Sokhoshko S.K., Sarancha A.V. et al. Results of the elimination of water inflows in wells draining gas condensate deposits. Nauka. Innovation. Technologies. 2022. No. 2. P. 7–24.
3. Wagner A.M., Telishev A.A. Analysis of hydraulic fracturing on the example of fields in the Noyabrsk region. News of higher educational institutions. Oil and gas. 1997. No. 6. P. 80. (In Russ.).
4. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Smetanin A.V., Zhurova E.L., Voronkov A.A. Assessment of the phase state of one of the hydrocarbon deposits in the Tomsk region. Mining journal. 2012. No. 4. P. 21–32. (In Russ.).
5. Druzhinskaya Yu. A. Application of a set of studies to determine the geometry of hydraulic fractures in the fields of "Surgutneftegas". Scientific observer. 2017. No. 7. P. 48–50. (In Russ.).
6. Zemtsov Yu. V., Baranov A.V., Gordeev A.O. Review of physicochemical EOR methods used in Western Siberia and the effectiveness of their use in various geological and physical conditions. Neft. Gas. Innovations. 2015. No. 7. P. 11–21.
7. Kazakov IM Completion of wells – the most important stage in their construction. Drilling and oil. 2021. No. 1. P. 55–56. (In Russ.).
8. Kazetov S.I., Ismagilov S.F. Forecasting of indicator diagrams based on the modification of the Vogel formula. Bulatov readings. 2019. No. 2. P. 97–100. (In Russ.).
9. Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. Regulatory and methodological documentation. Moscow: ESOEN Publ. 2016. 320 p.
10. Loginov A.V., Kolesnik V.P. Well productivity forecast after hydraulic fracturing and fracture geometry. Geology and oil and gas potential of the West Siberian megabasin (experience, innovations). 2012. No. 1. P. 193–196. (In Russ.).
11. Mastrikov A.V. Determination of hydraulic fracture parameters from the pressure drop curve obtained during mini-hydraulic fracturing. Forum of young scientists. 2018. No. 12–3. P. 242–248. (In Russ.).

12. Meledin A. Methodology of substantiation of wells for multi-stage hydraulic fracturing on the example of Jurassic deposits of Western Siberia. Problems of geology and subsoil development. 2016. P. 363–364. (In Russ.).
13. Mulyavin S.F., Maslov V.N. Geology and development of oil and gas fields in Western Siberia. Monograph in two parts. Part I. Tyumen: TIU Publ., 2016. 268 p. (In Russ.).
14. Mulyavin S.F., Maslov V.N. Geology and development of oil and gas fields in Western Siberia. Monograph in two parts. Part II. Tyumen: TIU Publ., 2016. 150 p. (In Russ.).
15. Poplygin V.V., Poplygina I.S. Change in well productivity in Bobrikovsk terrigenous deposits of the upper Kama area with high gas saturation of reservoir oil. Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining. 2012. No. 5. P. 63–69. (In Russ.).
16. Sabitov R.R., Shvechikov K.D. Decision-making model based on linear regression for planning hydraulic fracturing of the YuV1 facility of the Nivagalskoye field. Territory of oil and gas. 2014. No. 5. P. 88–91. (In Russ.).
17. Sokolov I.S., Pavlov M.S., Bosykh O.N. Experience in the development of a low-permeability formation with horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. Oilfield business. 2020. No. 7. P. 10–16. (In Russ.).
18. Technological scheme for the development of the X oil and gas condensate field in the Tomsk region as of 01.01.2012. (In Russ.).
19. Khlebnikova M.E., Singizova V. Kh., Fakhretdinov R.N. Analysis of literary and patent sources on technologies of selective water isolation and elimination of behind-the-casing flows. Interval. 2003. No. 9. P. 4–22. (In Russ.).

**Статья поступила в редакцию 13.01.2023,
статья одобрена после рецензирования 25.05.2023,
статья принята к публикации 26.08.2023.**

**The article was submitted to the editorial office 13.01.2023,
the article was approved after reviewing 25.05.2023,
the article was accepted for publication 26.08.2023.**

Информация об авторах

Мулявин Семён Фёдорович, доктор технических наук, профессор кафедры РЭНГМ института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета.
E-mail: msf-052@mail.ru.

Бяков Александр Витальевич, начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, «ГЕОДАТА».
E-mail: Byakov@mnp.geodata.ru.

Нещадимов Роман Александрович, аспирант, Тюменский индустриальный университет.
E-mail: NeshchadimovRA@yandex.ru.

Information about the authors

Semyon F. Mulyavin, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of RENGМ of the Institute of Geology and Oil and Gas Production of Tyumen Industrial University.
E-mail: msf-052@mail.ru.

Aleksandr V. Byakov, Head of Oil and Gas Fields Development Department, LLC MNP GEODATA.
E-mail: Byakov@mnp.geodata.ru

Roman A. Neschadimov, Graduate Student, Tyumen Industrial University.
E-mail: NeshchadimovRA@yandex.ru.



Издательство Северо-Кавказского федерального университета. г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1.

Корректор – М.И. Толмачев.
Компьютерная вёрстка – О.Г. Полевич.

Подписано в печать 15.09.2023 г. Выход в свет 27.09.2023 г.
Формат 70 × 108 1/16. Гарнитура Times New Roman. Бумага офсетная. Усл. печ. л. 20,65 Тираж 1000 экз. Цена 534 руб.

Отпечатано в дизайн-бюро Высшей школы креативных индустрий ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет». 355029, г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2.