



СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. ГЕОМЕХАНИКА И ГЕОФИЗИКА

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-176>

УДК 550.8.053

**Применение гидродинамического моделирования на основе композиционной модели для повышения эффективности разработки газоконденсатной залежи**К. О. Томский¹   , М. С. Иванова¹  , Е. Д. Никитин² , Л. А. Рудых¹ ¹ Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация² Университет науки и технологий МИСИС, г. Москва, Российская Федерация kirilltom@mail.ru**Аннотация**

На текущий момент использование цифровых моделей при разработке нефтяных и газовых месторождений является эффективным инструментом принятия обоснованных тактических и стратегических решений для максимального извлечения углеводородных запасов на месторождении. При этом постоянное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов приводит к ускоренному нарастанию роли моделирования пластовых углеводородных систем при разработке нефтяных и газовых месторождений. Многие газоконденсатные месторождения Восточной Сибири можно охарактеризовать как залежи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и сложными термобарическими условиями, и, как следствие, актуальным является вопрос повышения эффективности разработки подобных залежей для увеличения накопленной добычи газа и конденсата. В случае если начальное пластовое давление газоконденсатного месторождения соответствует давлению начала конденсации, наблюдается выпадение значительного количества ретроградного конденсата при понижении давления в пласте. Выпадение конденсата в поровом пространстве пласта приводит к понижению как коэффициента извлечения конденсата (КИК), так и коэффициента извлечения газа (КИГ). С помощью гидродинамического симулятора T-Навигатор отечественного производителя Rock Flow Dynamics были произведены прогнозные расчеты разработки газоконденсатной залежи вертикальными и горизонтальными скважинами. Расчеты производились при различных технологических режимах на примере газоконденсатного месторождения, который характеризуется сложными термобарическими условиями (начальное пластовое давление соответствует давлению начала конденсации), при этом целевым технологическим параметром являлось количество выпавшего конденсата в пласте. По результатам исследования можно сделать основной вывод – разработка залежи горизонтальными скважинами позволяет значительно снижать депрессию на пласт по сравнению с вертикальными, при этом конденсат в пласте выпадает по большему объему, становится неподвижным и препятствует дальнейшей добыче газа, снижая общую добычу конденсата. Увеличение конденсатоотдачи пласта при разработке газоконденсатной залежи вертикальными скважинами по сравнению с горизонтальными скважинами наблюдается при определенных пластовых условиях, соответствующих проделанному в настоящей работе моделированию, а именно при низких фильтрационно-емкостных свойствах пласта и наличии насыщенной газоконденсатной системы.

Ключевые слова

коэффициент извлечения конденсата, композиционная модель, газоконденсатное месторождение, многокомпонентная модель, ретроградный конденсат, математическая модель, конденсатоотдача, коэффициент извлечения газа


Для цитирования

Tomskiy K. O., Ivanova M. S., Nikitin E. D., Rudykh L. A. Application of hydrodynamic simulation on the basis of a composite model to improve the efficiency of gas-condensate reservoir development. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2024;9(3):221–230. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-176>



MINING ROCK PROPERTIES. ROCK MECHANICS AND GEOPHYSICS

Research paper

Application of hydrodynamic simulation on the basis of a composite model to improve the efficiency of gas-condensate reservoir developmentK. O. Tomskiy¹   , M. S. Ivanova¹  , E. D. Nikitin² , L. A. Rudykh¹ ¹ North-Eastern Federal University named after M. K. Ammosov, Yakutsk, Russian Federation² University of Science and Technology MISIS, Moscow, Russian Federation kirilltom@mail.ru**Abstract**

At the moment, the use of digital models in the development of oil and gas fields is an effective tool for making informed tactical and strategic decisions to maximize the extraction of hydrocarbon reserves in a field. At the same time, the permanent increase in the share of hard-to-recover reserves leads to an accelerated increase in the role of simulation of reservoir hydrocarbon systems in the development of oil and gas fields. Many gas-condensate fields in Eastern Siberia can be characterized as reservoirs with low permeability and porosity and difficult thermobaric conditions, and, as a result, the issue of improving the efficiency of the development of such reservoirs to increase the cumulative production of gas and condensate is relevant. If the initial reservoir pressure of a gas-condensate field corresponds to the dewpoint pressure, dropout of a significant amount of retrograde condensate is observed when the pressure in the reservoir decreases. Condensate dropout in the pore space of a reservoir leads to a decrease in both the condensate recovery factor (CRF) and the gas recovery factor (GRF). The predictive calculations of the development of a gas-condensate reservoir by vertical and horizontal wells were carried out with the use of the hydrodynamic simulator T-Navigator of a domestic manufacturer Rock Flow Dynamics. The calculations were performed under various process conditions on the example of a gas-condensate field, which is characterized by complicated thermobaric conditions (the initial reservoir pressure corresponds to the dewpoint pressure), while the target process parameter was the amount of condensate dropout in the reservoir. Based on the results of the study, the main conclusion can be drawn. The development of the reservoir by horizontal wells can significantly reduce the reservoir drawdown pressure compared to vertical wells, while the condensate dropout in the reservoir occurs in a larger volume; the condensate becomes immobile and prevents further gas production, reducing the total production of condensate. An increase in reservoir condensate recovery in the course of the development of a gas-condensate reservoir by vertical wells compared to horizontal wells is observed under certain reservoir conditions corresponding to the simulation performed in this study, namely, at low reservoir permeability and porosity and the presence of a saturated gas-condensate system.

Keywords

condensate recovery factor, composite model, gas-condensate field, multicomponent model, retrograde condensate, mathematical model, condensate recovery, gas recovery factor

For citation

Tomskiy K. O., Ivanova M. S., Nikitin E. D., Rudykh L. A. Application of hydrodynamic simulation on the basis of a composite model to improve the efficiency of gas-condensate reservoir development. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2024;9(3):221–230. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-176>

Введение

В настоящее время применение геологического и гидродинамического моделирования при разработке нефтяных и газовых месторождений является эффективным способом принятия обоснованных тактических и стратегических решений для эффективного извлечения углеводородных запасов на месторождении. При этом постоянное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов приводит к ускоренному нарастанию роли моделирования пластовых углеводородных систем при разработке нефтяных и газовых месторождений [1–3].

Самой распространенной моделью при разработке нефтегазовых месторождений является модель нелетучей нефти, в которой нефтегазовая система моделируется с помощью двух компонентов: нефтью

и газом, который, в свою очередь, может растворяться в нефти [4–6].

Для моделирования газоконденсатной залежи требуется сложная композиционная модель трехфазной фильтрации, в связи с тем что при разработке газоконденсатной залежи необходимо учитывать фактический состав пластовой смеси [7–9].

При изотермическом падении давления ниже критической точки в процессе разработки происходит явление ретроградной конденсации в поровом пространстве продуктивного пласта. Месторождения, имеющие такие характеристики, называются газоконденсатными [10–12].

Интенсивность выпадения газового конденсата, помимо давления, зависит также от компонентного состава и физико-химических свойств фаз. Измене-

ния состава флюида происходят под влиянием глубины, поверхностного натяжения и вязкости. При этом уменьшение сечения фильтрационных каналов ведет к снижению проницаемости и соответственно к снижению производительности [13–15].

Применение горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными ведет к снижению депрессии на пласт, что приводит к меньшему выпадению конденсата в поровом пространстве и соответственно к увеличению конечной конденсатоотдачи по месторождению. При этом следует отметить, что сравнительных исследований применения горизонтальных и вертикальных скважин в условиях низкой проницаемости коллектора с целью увеличения конечной конденсатоотдачи немного [16–18].

Целью настоящей работы является выбор оптимального варианта разработки месторождения с помощью гидродинамического моделирования для увеличения конденсатоотдачи газоконденсатного месторождения, характеризующегося низкими фильтрационно-емкостными свойствами и начальным пластовым давлением, равным давлению начала конденсации.

При этом в работе решались следующие **задачи**:

- построение двух вариантов разработки газоконденсатной залежи на основе гидродинамической композиционной модели: разработка вертикальными скважинами (вариант 1) и горизонтальными скважинами (вариант 2);

- сравнительный анализ предложенных вариантов разработки газоконденсатной залежи, характеризующейся низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Описание композиционной модели: гидродинамическая модель (рис. 1) представлена вырезанным фрагментом месторождения.

Параметры, принятые при моделировании:

высота по Z (среднее) – 35,7 м;
начальное пластовое давление – 29,1 МПа;
опорная глубина – 2860 м;
начальная пластовая температура – 80 °С;
пористость – 0,09–0,169 доли ед.;

горизонтальная проницаемость – 0,0001556–0,0271019 мкм²;

коэффициент песчаности (среднее) – 0,6572 доли ед.

Компонентный состав пластового газа:

CO₂ – 0,273; N₂ – 1,045; CH₄ – 80,842; C₂H₆ – 6,044;
C₃H₈ – 3,761; iC₄H₁₀ – 0,790;

nC₄H₁₀ – 0,921; C₅H₁₂ и выше – 6,324 % мольные.

Свойства газоконденсатной смеси:

Давление пластовое – 29,10 МПа; температура – 80 °С; потенциальное содержание конденсата – 290 г/м³; мольная доля сухого газа – 0,937 доли ед.; коэффициент сверхсжимаемости при начальных условиях – 0,902; давление начала конденсации смеси – 29,10 МПа [19].

Свойства флюида моделировались исходя из данных газоконденсатных исследований. На основе данных состава и свойств пластовой смеси, полученных в процессе проведения лабораторных экспериментов, была создана композиционная модель флюида.

Методология

Одним из направлений рационального увеличения рентабельности разработки газовых и газоконденсатных месторождений, имеющих продуктивные пласты с низкой проницаемостью коллектора и залегающих на больших глубинах, является переход на систему разработки с применением горизонтальных скважин. Основными преимуществами горизонтальных скважин являются увеличение площади фильтрации пластового флюида через стенки скважины и уменьшение депрессии на продуктивный пласт, что позволяет обеспечить достаточно высокие дебиты газа и газового конденсата в низкопроницаемых и маломощных коллекторах, а также уменьшить количество необходимых эксплуатационных скважин на месторождении.

В работе было рассмотрено два варианта разработки пласта: тремя вертикальными скважинами – вариант 1; одной горизонтальной скважиной с длиной горизонтального участка 1400 м – вариант 2 [19–21].

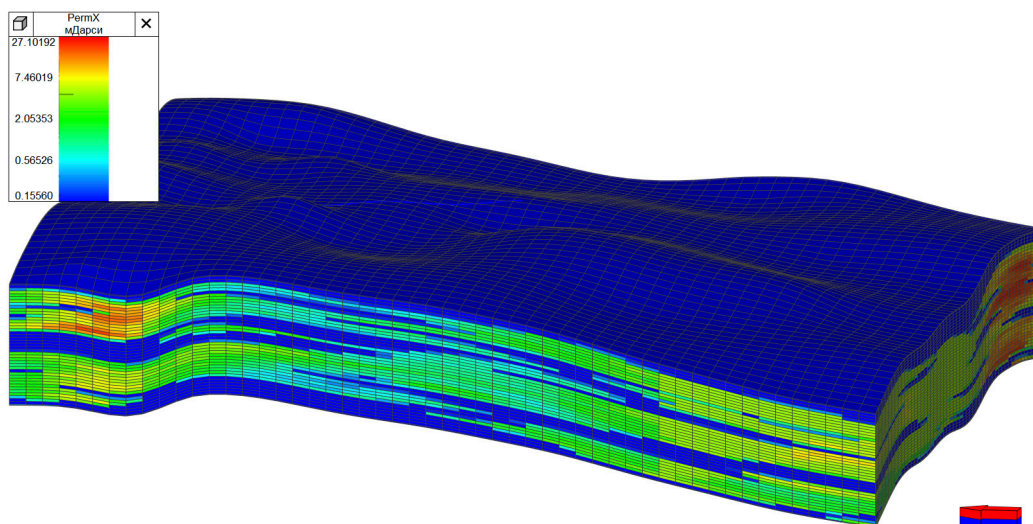


Рис. 1. Модель пласта, используемая при расчетах

Выбор трех вертикальных скважин в сравнении с одной горизонтальной скважиной, а также длина горизонтального ствола обосновывались экономическими затратами на строительство скважин. Расстановка скважин основывалась на карте начальных запасов газа и проницаемостей, а также на картах начальной газонасыщенной толщины пласта (рис. 2, 3). Иными словами, два рассмотренных варианта сопоставимы с точки зрения затрат на строительство скважин. В случае изменения количества скважин, а именно дополнительная проводка горизонтальной скважины или рассмотрение в качестве первого варианта только двух вертикальных скважин – изменяются условия сопоставимости первоначальных затрат на строительство.

В качестве варьируемых параметров по эксплуатации скважин были приняты депрессии и отборы газа. Согласно принятому минимально возможному забойному давлению в условиях месторождения при моделировании было принято переходить на забойное давление в 3,5 МПа в случае недостижения целевых показателей по дебиту и депрессии.

Далее рассчитывались основные показатели разработки фрагмента залежи и сравнивались между собой для нахождения наиболее выгодного варианта с точки зрения выработки газа и газоконденсата как в плане конструкции скважин (три вертикальные или одна горизонтальная), так и в плане технологического режима эксплуатации.

Принятые при моделировании параметры технологического режима работы скважин для вариантов: дебит газа 600, 900, 1500 и 2100 тыс. м³/сут для одной горизонтальной скважины; дебит газа 200, 300, 500 и 700 тыс. м³/сут для одной вертикальной скважины; депрессия 2, 3, 4, 5 и 6 МПа для каждой из трех вертикальных скважин.

Данные параметры технологического режима лежат в диапазоне изменений фактических параметров работы вертикальных скважин по месторождению.

Обсуждение

При разработке модели газоконденсатной залежи вертикальными скважинами необходимо поддерживать значительно более высокие депрессии по сравнению с горизонтальными скважинами для достижения сопоставимых значений дебитов. В связи с этим в случае вертикальных скважин наблюдается более резкий перепад давления в призабойной зоне скважины, который вызывает выпадение большего количества конденсата вблизи скважины, что в итоге приводит к снижению проницаемости призабойной зоны скважины по газу. При этом на определенном расстоянии от скважины наблюдаются меньшие перепады давления по сравнению с околоскважинной зоной, что в итоге приводит к большей концентрации выпавшего конденсата именно в призабойной зоне по сравнению с остальным пластом. Известно, что в процессе выпадения конденсат образует три различные

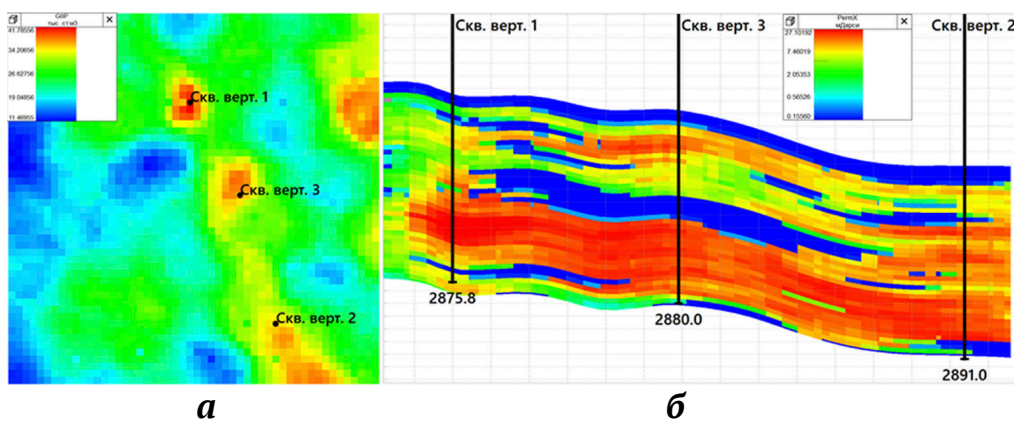


Рис. 2. Вариант 1 на карте начальных запасов (а) и проницаемостей (б)

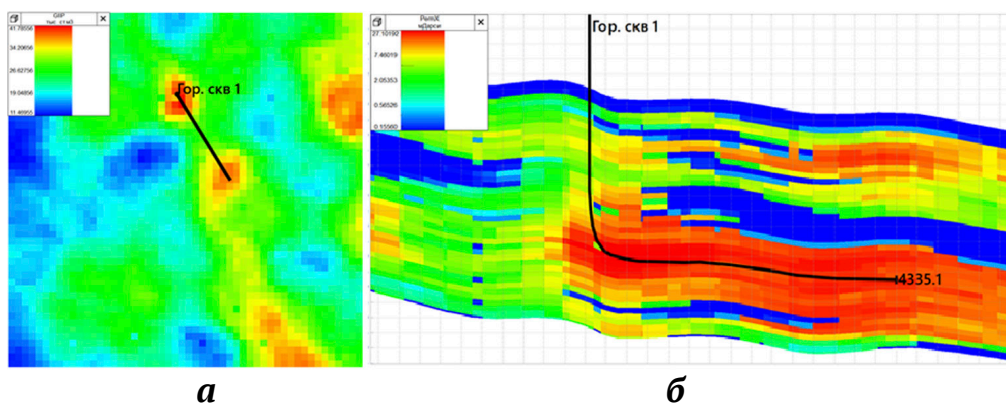


Рис. 3. Вариант 2 на карте начальных запасов (а) и проницаемостей (б)

области подвижности возле ствола вертикальной скважины. В двух из этих зон присутствует газовый конденсат в подвижной и неподвижной форме (рис. 4) [9]. Соответственно, большая часть выпавшего конденсата в призабойной зоне вертикальной скважины будет иметь подвижную форму.

Однако на данный момент очень мало исследований, касающихся выпадения конденсата при применении горизонтальных скважин. В случае разработки модели газоконденсатной залежи горизонтальными скважинами мы наблюдаем значительно меньшие показатели депрессии и высокий охват пласта горизонтальным стволом, что, в свою очередь, приводит к выпадению конденсата на значительных расстояниях от

скважины, но в меньшем количестве, чем в призабойной зоне, в случае вертикальных скважин. При этом выпавший конденсат на значительных расстояниях от горизонтальной скважины будет существовать именно в неподвижной форме. В итоге это приводит к общей потере накопленной добычи конденсата.

На рис. 5 представлено изменение конденсатоотдачи (дебит нефти в обозначении вертикальной оси) на период прогноза, равный 40 годам при разных дебитах вертикальных скважин. Из рисунка видно, что при высоких отборах газа (черная линия – 900 тыс. м³/сут) вначале конденсата добывается больше, однако затем происходит интенсивное снижение добычи из-за большого градиента давления, приводящего к большему выпадению конденсата в пласте. Также видно, что при отборах газа 200 тыс. м³/сут (сиреневая линия) дебит конденсата более равномерен, и после 40 лет эксплуатации в этом случае наблюдается максимальное значение конденсатоотдачи, но следует выбирать оптимальное количество отбора исходя из экономической целесообразности разработки залежи.

Для оптимального режима разработки и максимального увеличения конденсатоотдачи на заданном отрезке времени происходит подбор уровня дебита, который бы оправдывал с экономической точки зрения выработку запасов газа при достаточном количестве добытого конденсата. Из рис. 6 видно, что максимальная конденсатоотдача (2100 м³) происходит при дебите газа 300 тыс. м³/сут (синяя линия) на период эксплуатации скважин в 40 лет.

На рис. 7 представлены графики зависимости конденсатоотдачи при различных дебитах горизонтальной скважины. Значение конденсатоотдачи горизонтальной скважины при дебите 2700 тыс. м³/сут соответствует 620 м³/сут, в то время как в случае вертикальной скважины при дебите 900 тыс. м³/сут (при этом общий дебит трех вертикальных скважин будет соответствовать также 2700 тыс. м³/сут)

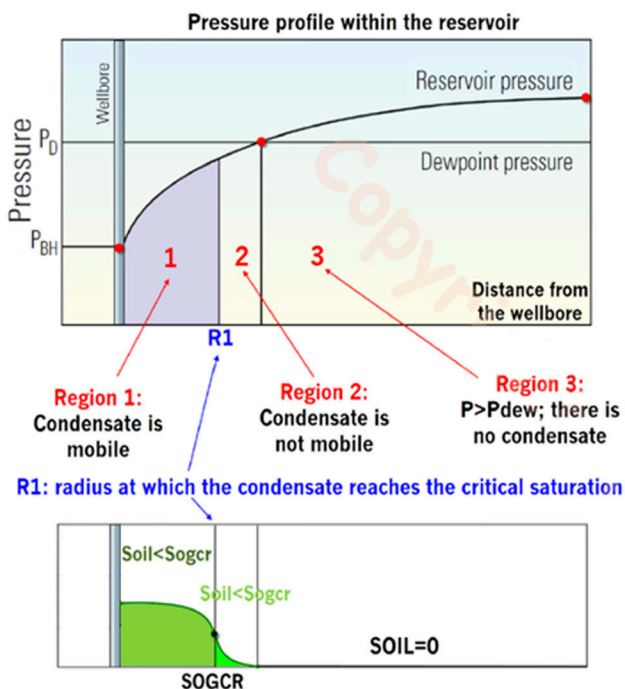


Рис. 4. Схема газоконденсатного потока в пласте [9]

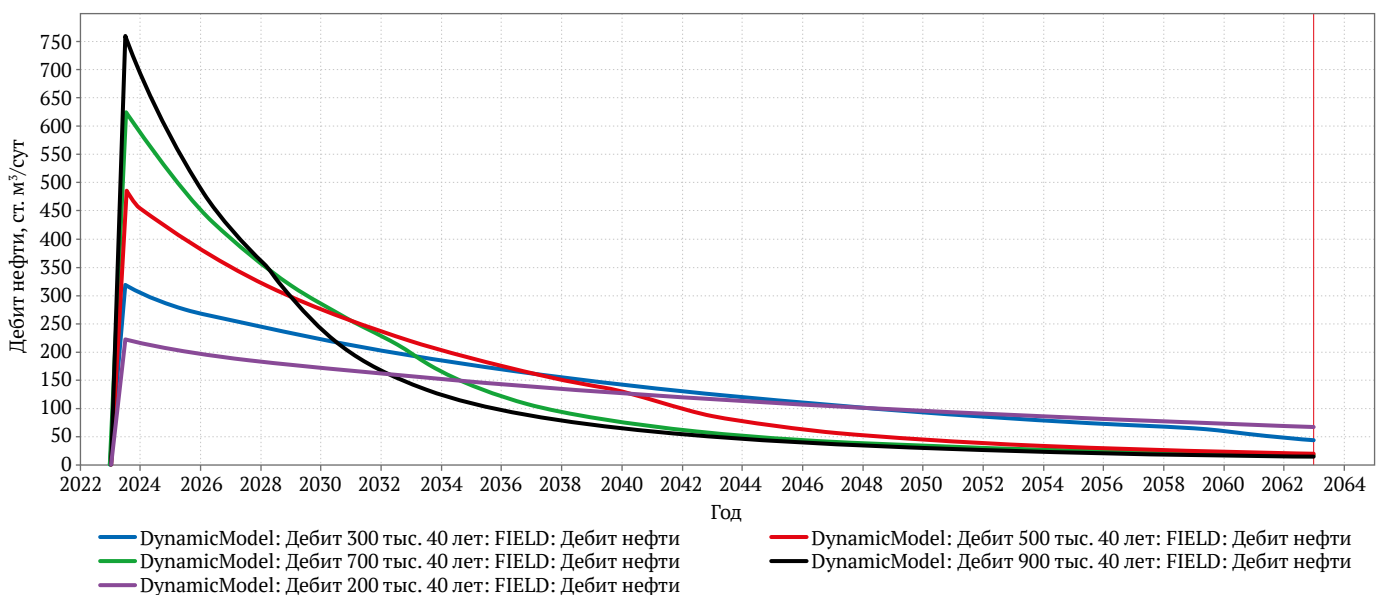


Рис. 5. Зависимость конденсатоотдачи при различных дебитах газа в случае вертикальных скважин (вариант 1)



конденсатоотдача будет соответствовать $760 \text{ м}^3/\text{сут}$ (см. рис. 5). Также на графиках мы можем наблюдать определенные «скачки», что скорее всего связано с образованием «конденсатной банки» в поровом пространстве с последующим достижением критической подвижности выпавшего конденсата. Более низкие значения конденсатоотдачи горизонтальной скважины можно объяснить меньшими значениями перепада давления в горизонтальном стволе, что приводит к более равномерному выпадению конденсата на большем расстоянии от скважины и к более значительным потерям конденсата в пласте в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств, так как конденсат при этих условиях будет существовать в неподвижной форме.

На рис. 8 представлены зависимости накопленной добычи конденсата в случае горизонтальной скважины. Максимальная накопленная добыча конденсата наблюдается так же, как и в случае вертикальных скважин, при дебите горизонтального ствола в $900 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ (соответствует случаю дебита

вертикальной скважины в $300 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$). Однако накопленная добыча конденсата для горизонтальной скважины в период эксплуатации 40 лет достигает значения 1850 м^3 , в то время как в случае вертикальных скважин – 2100 м^3 .

На рис. 9 представлен график дебитов газа для трех вертикальных скважин на различных депрессиях, соответствующих 2, 3, 4, 5 и 6 МПа (при целевом дебите в $700 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$) с последующим переходом на режим контроля по забойному давлению в 3,5 МПа при невозможности поддержания заданных значений депрессий. Анализ графиков показывает, что чем меньше депрессия, тем стабильнее в течение периода эксплуатации скважины можно выдерживать требуемые дебиты.

На рис. 10 представлены зависимости накопленной добычи конденсата при разных депрессиях вертикальных скважин, соответствующих 2, 3, 4, 5 и 6 МПа (при целевом дебите в $700 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$). Анализ графиков показывает, что оптимальной депрессией в случае прогноза на 40 лет является 3 МПа.

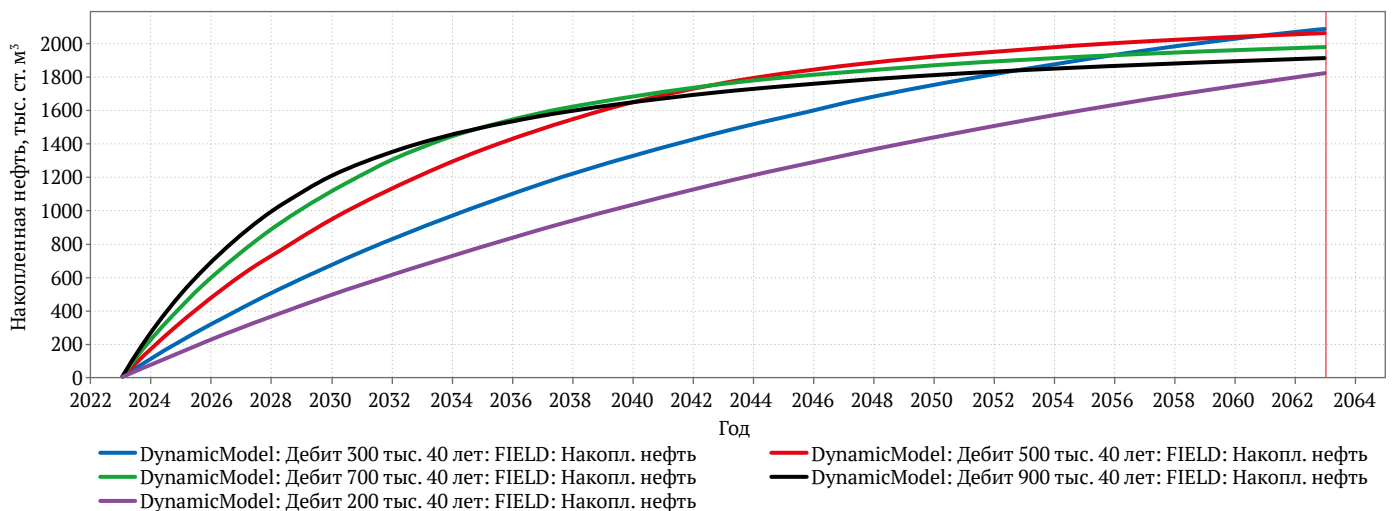


Рис. 6. Накопленная добыча конденсата при различных дебитах в случае вертикальных скважин (вариант 1)

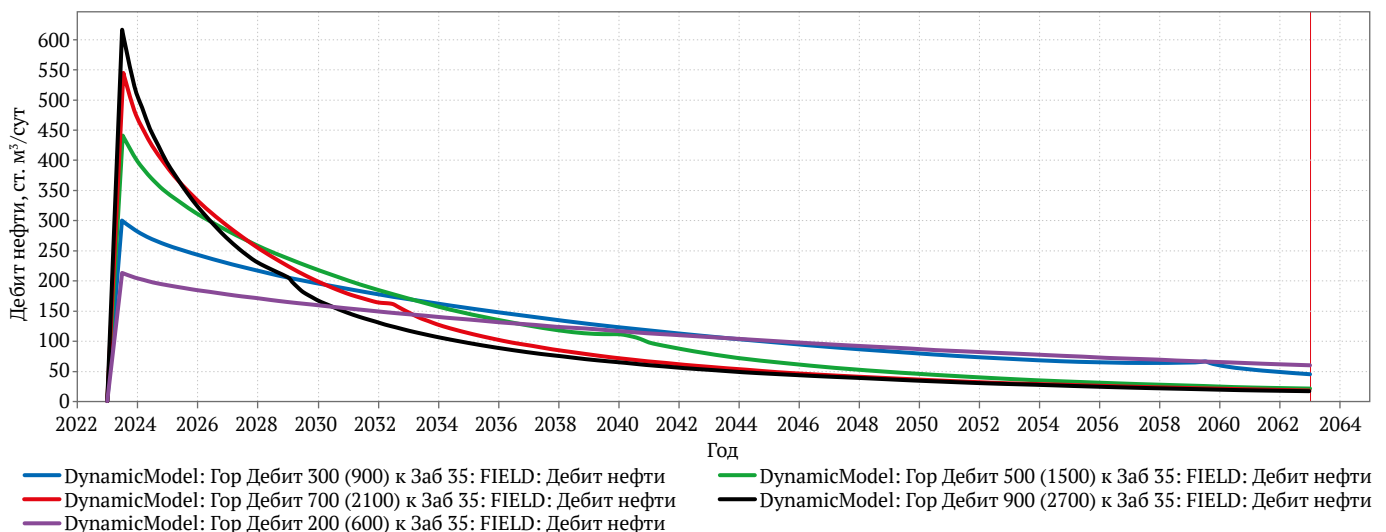


Рис. 7. Зависимость конденсатоотдачи при различных дебитах газа в случае горизонтальной скважины (вариант 2)

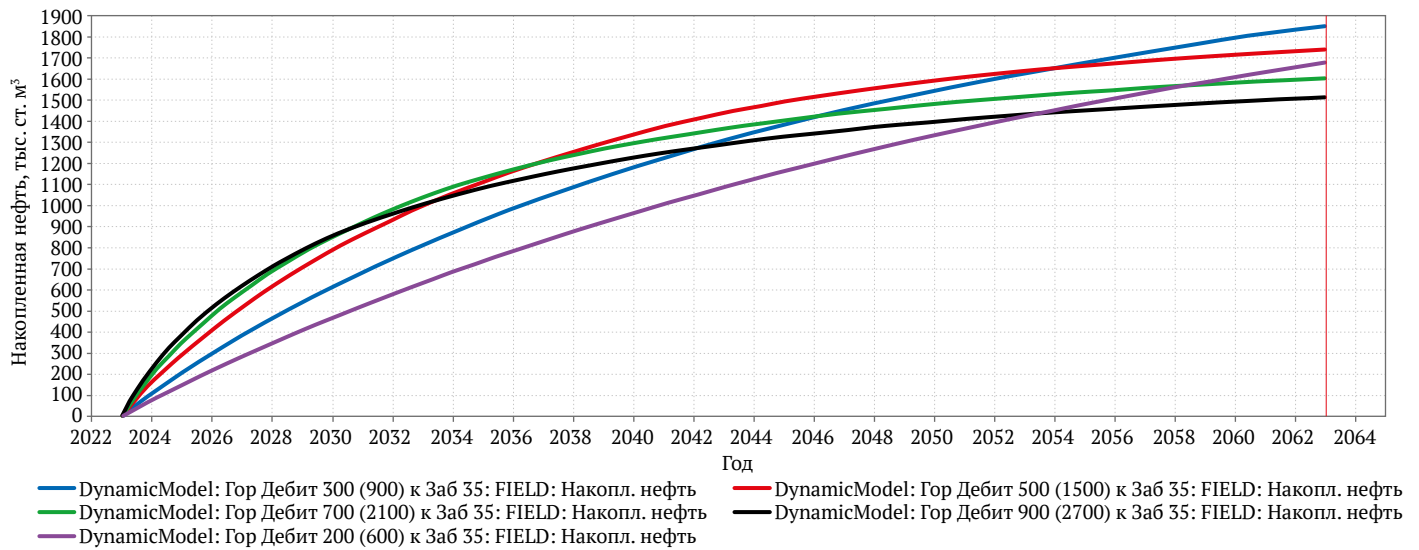


Рис. 8. Накопленная добыча конденсата при различных дебитах в случае горизонтальной скважины (вариант 2)

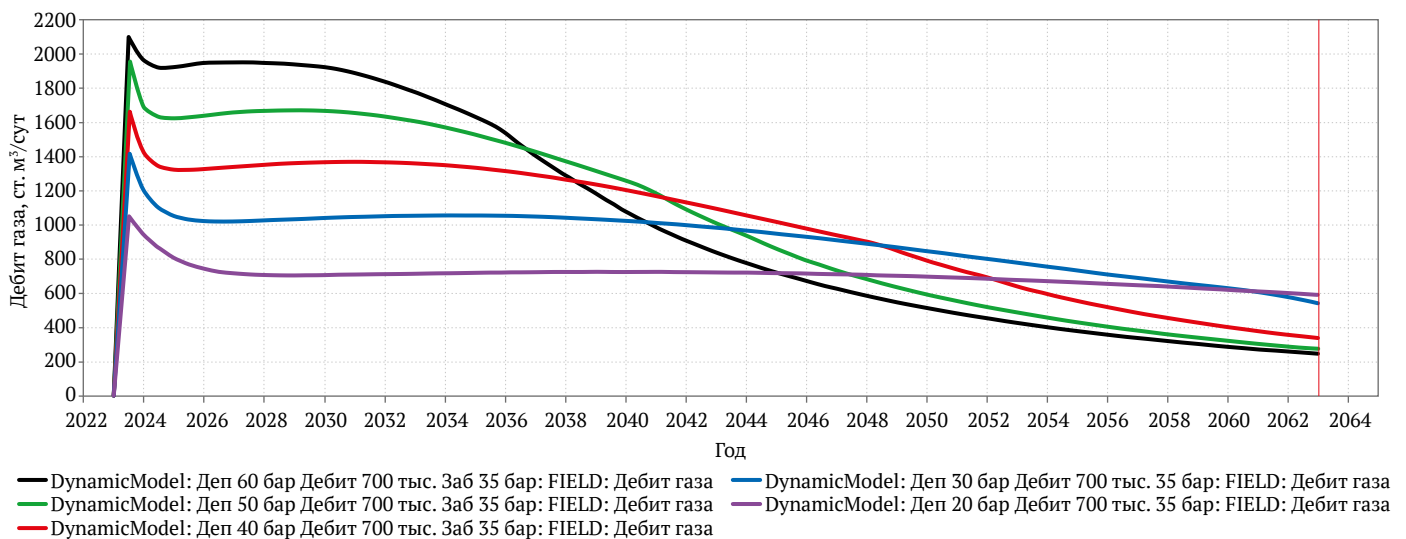


Рис. 9. График изменения дебитов газа для трех вертикальных скважин на различных депрессиях 2, 3, 4, 5 и 6 МПа (вариант 1)

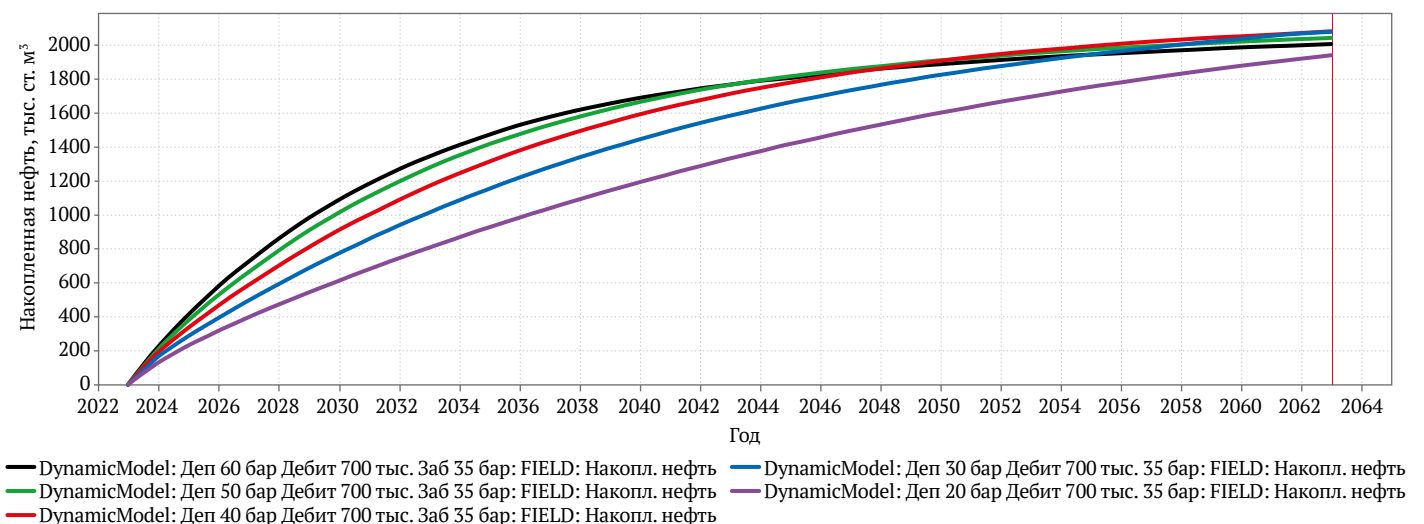


Рис. 10. Накопленная добыча конденсата при разных депрессиях в случае вертикальных скважин (вариант 1)

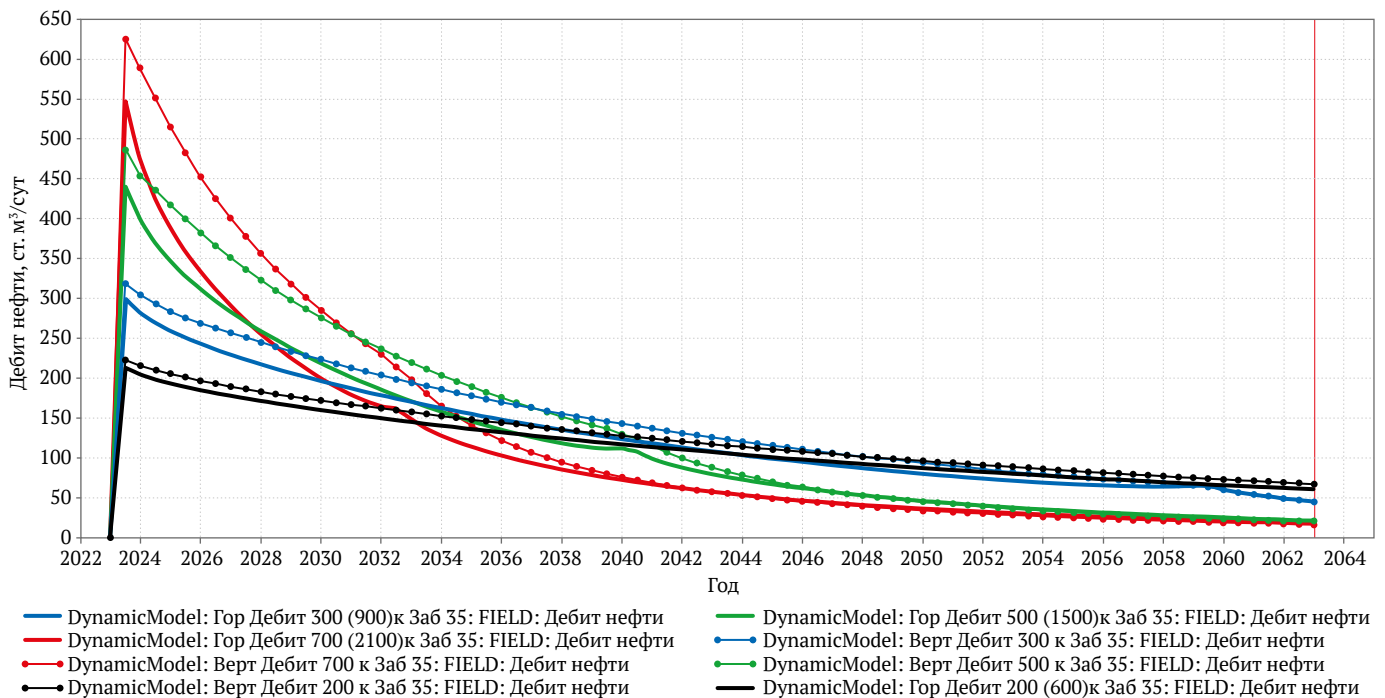


Рис. 11. Сравнение конденсатоотдачи вертикальных и горизонтальных скважин при различных дебитах (вариант 1 и 2)

На рис. 11 представлены сравнительные графики конденсатоотдачи в случае разработки газоконденсатной залежи вертикальными и горизонтальными скважинами. Анализ показывает, что конденсатоотдача горизонтальных скважин при всех случаях будет меньше, чем вертикальных. В случае высоких стартовых дебитов наблюдается сравнение конденсатоотдачи двух вариантов через 20 лет эксплуатации, а в случае низких стартовых дебитов (200 тыс. м³/сут для вертикальных скважин и 600 тыс. м³/сут для горизонтальной скважины) превышение конденсатоотдачи вертикальных скважин по сравнению с горизонтальными наблюдается в течение всего периода разработки.

Выводы

1. С помощью гидродинамического моделирования на основе многокомпонентной (композиционной) модели был проведен сравнительный анализ разработки газоконденсатной залежи вертикальными и горизонтальными скважинами, по результатам которого было выявлено преимущество разработки залежи вертикальными скважинами по сравнению с горизонтальными с точки зрения максимальной конденсатоотдачи пласта. Разработка залежи горизонтальными скважинами позволяет значительно

снижать депрессию на пласт по сравнению с вертикальными, при этом конденсат в пласте выпадает по большему объему, становится неподвижным и препятствует дальнейшей добыче газа, при этом снижая общую добычу конденсата. Увеличение конденсатоотдачи пласта при разработке газоконденсатной залежи вертикальными скважинами по сравнению с горизонтальными скважинами наблюдается при определенных пластовых условиях, соответствующих проделанному в настоящей работе моделированию, а именно: низкие фильтрационно-емкостные свойства пласта и наличие насыщенной газоконденсатной системы (давление начала конденсации соответствует начальному пластовому давлению).

2. Необходим дальнейший более глубокий анализ разработки горизонтальными скважинами газоконденсатной залежи, характеризующейся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, с точки зрения других вариантов оптимального расположения горизонтального ствола в пласте в сравнении с другими вариантами расположения вертикальных скважин с целью определения области распространения неподвижного конденсата при разработке, который в итоге оказывает значительное влияние на накопленную добычу конденсата.

Список литературы / References

1. Азиз Х., Сеттари Э. *Математическое моделирование пластовых систем*. Пер. с англ. 2-е изд. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий; 2004. 416 с. (Ориг. вер.: Aziz Kh., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. London: Applied Science Publishers LTD; 1979.) Aziz Kh., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. London: Applied Science Publishers LTD; 1979. (Trans. ver.: Aziz Kh., Settari A. *Petroleum reservoir simulation*. 2nd ed. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Technology; 2004. 416 p. (In Russ.)



2. Пятибратов П.В. *Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений*. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; 2015. 167 с.
Pyatibratov P.V. *Hydrodynamic simulation of oil field development*. Moscow: Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin Publ.; 2015. 167 p. (In Russ.)
3. Томский К.О., Иванова М.С., Ощепков Н.С., Соколов Н.Г. Определение оптимального расположения многозабойной скважины fishbone с учетом особенностей Среднеботуобинского НГКМ при помощи гидродинамического моделирования. *Математические заметки СВФУ*. 2022;29(4):95–112. <https://doi.org/10.25587/SVFU.2023.68.12.008>
Tomskiy K.O., Ivanova M.S., Oshchepkov N.S., Sokolov N.G. Determining the optimal location of a multi-lateral fishbone well, taking into account the peculiarities of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate eld using hydrodynamic modeling. *Mathematical notes of NEFU*. 2022;29(4):95–112. (In Russ.) <https://doi.org/10.25587/SVFU.2023.68.12.008>
4. Каневская Р.Д. *Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов*. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; 2002. 140 с.
Kanevskaya R.D. *Mathematical simulation of hydrodynamic processes of hydrocarbon field development*. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research Publ.; 2002. 140 p. (In Russ.)
5. Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г. *Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений*. М.: Недра; 1989. 262 с.
Abasov M.T., Orudzhaliyev F.G. *Gas hydrodynamics and development of gas-condensate fields*. Moscow: Nedra Publ.; 1989. 262 p. (In Russ.)
6. Rodriguez F., Sancehs J., Galindo-Nava A. Mechanisms and main parameters affecting nitrogen distribution in the gas cap of the supergiant akal reservoir in the Cantarell Complex. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, September 2004. <https://doi.org/10.2118/90288-MS>
7. Holditch S.A., Spivey J., Wang J.Y. Case history of a tight and abnormally pressured gas condensate reservoir. In: *SPE California Regional Meeting*. California, USA, 1985.
8. Afidick D., Kaczorowski N.J., Bette S. Production performance of retrograde gas reservoir: A case study of Arun field. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference*. 1994.
9. Fan L., Harris B.W., Jamaluddin A., et al. Understanding gascondensate reservoirs. *Oilfield Review*. 2005;17(4):14–27.
10. Ursin J.R. Fluid flow in gas condensate reservoirs: The interplay of forces and their relative strengths. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004;(4):253–267. <https://doi.org/10.1016/j.profnurs.2003.09.005>
11. Moses P.L., Wilson K. Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recovery from retrograde condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*. 1981;33(02):256–262. <https://doi.org/10.2118/7493-PA>
12. Бергенов С.У., Чернова О.С., Зипир М.Г. Методика оценки ожидаемых запускных дебитов горизонтальных скважин на примере газоконденсатных месторождений. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020;331(3):207–212. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563>
Bergenov S.U., Chernova O.S., Zipir M.G. Methodology for assessing the expected starting flow rates of horizontal wells in gas and gas condensate fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2020;331(3):207–212. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/3/2563>
13. Алиев З.С., Мараков Д.А. Влияние переходной зоны на достоверность запасов газа и на производительность скважин. *Нефть и газ: опыт и инновации*. 2017;1(1):3–12.
Aliiev Z.S., Marakov D.A. Transition zone impact on reliability of gas reserves and well productivity. *Petroleum and Gas: Experiens and Innovation*. 2017;1(1):3–12. (In Russ.)
14. Fevang O., Whitson C.H. Modeling gas-condensate well deliverability. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 1996;11(4):221–222. <https://doi.org/10.2118/30714-PA>
15. Шандрыгин А.Н., Казанцев М.А., Морев М.В., Бадалов Э.З. Методология определения продуктивности горизонтальных скважин по данным ГДИ разведочных скважин при гидродинамическом моделировании газоконденсатных месторождений. *Наука и техника в газовой промышленности*. 2021;(2):52–59.
Shandrygin A.N., Kazantsev M.A., Morev M.V., Badalov E.Z. Methodology for determining the productivity of horizontal wells based on the data of hydrodynamic modeling and exploration wells in gas condensate fields. *Science & Technology in the Gas Industry*. 2021;(2):52–59. (In Russ.)
16. Sayed M.A., Muntasheri G.A. Mitigation of the effects of condensate banking: a critical review. *SPE Production & Operations*. 2016;31(02):85–102. <https://doi.org/10.2118/168153-PA>
17. Николаев О.В., Шандрыгин А.Н., Байбурун Р.А. и др. Оптимизация конструкции и режимов эксплуатации горизонтальных скважин на газоконденсатных месторождениях со сложными геологическими и климатическими условиями. *Наука и техника в газовой промышленности*. 2021;(2):74–81.
Nikolaev O.V., Shandrygin A.N., Baiburin R.A. et al. Optimization of the design and operation modes of horizontal holes in gas-condensate fields with complicated geological and climatic conditions. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*. 2021;(2):74–81. (In Russ.)



18. Hale P., Lokhandwala K. Advances in membrane materials provide new gas processing solutions. In: *Proceedings of the Laurance Reid Gas Conditioning Conference*. Norman, Oklahoma, USA, 2004. Pp. 165–182.
19. Томский К. О., Никитин Е. Д., Иванова М. С. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для выработки запасов залежи газоконденсатного месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2023;(9):172–181.
Tomskiy K.O., Nikitin E.D., Ivanova M.S. Analysis of the effectiveness of applying horizontal wells for the development of reserves of a gas condensate field with low filtration and capacitance properties. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023;(9):172–181. (In Russ.)
20. Брусиловский А. И. *Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа*. М.: Грааль; 2002. 575 с.
Brusilovsky A.I. *Phase transformations in the development of oil and gas fields*. Moscow: Graal Publ.; 2002. 575 p. (In Russ.)
21. Redlich O., Kwong J.N.S. On the thermodynamics of solutions: V: An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chemical Reviews*. 1949;44(1):233–244. <https://doi.org/10.1021/cr60137a013>

Информация об авторах

Кирилл Олегович Томский – кандидат технических наук, заведующий кафедрой недропользования, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация; ORCID [0000-0001-7612-5393](https://orcid.org/0000-0001-7612-5393), Scopus ID [58080759000](https://scopus.org/58080759000); e-mail kirilltom@mail.ru

Мария Сергеевна Иванова – кандидат химических наук, доцент кафедры недропользования, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-3272-9253](https://orcid.org/0000-0003-3272-9253), Scopus ID [7202135803](https://scopus.org/7202135803); e-mail ims.06@mail.ru

Егор Дмитриевич Никитин – аспирант кафедры инфокоммуникационных технологий, Университет науки и технологий МИСИС, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0009-0002-8211-5479](https://orcid.org/0009-0002-8211-5479); e-mail egornd1998@gmail.com

Любовь А. Рудых – студент базовой кафедры ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» ПАО НК «Роснефть», Политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета в г. Мирном, г. Мирный, Российская Федерация; ORCID [0009-0006-5231-5276](https://orcid.org/0009-0006-5231-5276); e-mail lubovrudyh93@gmail.com

Information about the authors

Kirill O. Tomskiy – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Department of Subsoil Use, Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation; ORCID [0000-0001-7612-5393](https://orcid.org/0000-0001-7612-5393), Scopus ID [58080759000](https://scopus.org/58080759000); e-mail kirilltom@mail.ru

Mariya S. Ivanova – Cand. Sci. (Chem.), Associate Professor of the Department of Subsoil Use, Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation; ORCID [0000-0003-3272-9253](https://orcid.org/0000-0003-3272-9253), Scopus ID [7202135803](https://scopus.org/7202135803); e-mail ims.06@mail.ru

Egor D. Nikitin – PhD-Student of the Department of Information and Communication Technologies, University of Science and Technology MISIS, Moscow, Russian Federation; ORCID [0009-0002-8211-5479](https://orcid.org/0009-0002-8211-5479); e-mail egornd1998@gmail.com

Lyubov A. Rudykh – Student of the Basic Department of Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, PJSC NK Rosneft, Polytechnic Institute (branch) Northeastern Federal University in Mirny, Mirny, Russian Federation; ORCID [0009-0006-5231-5276](https://orcid.org/0009-0006-5231-5276); e-mail lubovrudyh93@gmail.com

Поступила в редакцию 26.10.2023

Поступила после рецензирования 28.05.2024

Принята к публикации 07.08.2024

Received 26.10.2023

Revised 28.05.2024

Accepted 07.08.2024