

ВЕСТНИК СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИМЕНИ М.К. АММОСОВА.
VESTNIK OF NORTH-EASTERN FEDERAL UNIVERSITY.
СЕРИЯ “НАУКИ О ЗЕМЛЕ. EARTH SCIENCES”

Сетевое научное периодическое издание
Издается с 2016 года
Издание выходит 4 раза в год

Учредитель и издатель: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова»

№ 3 (39) 2025

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ СЕРИИ

Главный редактор
А.Н. Николаев, д. б. н.

Заместитель главного редактора

Е.Э. Соловьев, к. г.-м. н.

Выпускающий редактор

С.Н. Левина, к.г.н.

Члены редакционной коллегии:

Верчеба А. А., доктор геолого-минералогических наук; Витченко А. Н., доктор географических наук; Данилов Ю. Г. кандидат географических наук; Лопух П. С., доктор географических наук; Мартынов В. Л., доктор географических наук; Михно В. Б., доктор географических наук; Нестеров Ю. А., кандидат географических наук; Никифорова З. С., доктор геолого-минералогических наук; Носонов А. М., доктор географических наук; Округин А. В., доктор геолого-минералогических наук; Полуфунтикова Л. И., кандидат геолого-минералогических наук; Присяжный М. Ю., доктор географических наук; Саввинова А. Н., кандидат географических наук; Семенов Ю. М., доктор географических наук; Скоринцева И. Б., доктор географических наук; Тесленок С. А., кандидат географических наук; Толстов А. В., доктор геолого-минералогических наук; Фридовский В. Ю., доктор геолого-минералогических наук; Часовский В. И., доктор географических наук.

Адрес учредителя и издателя: 677000, г. Якутск, ул. Белинского, 58

Адрес редакции: 677010, г. Якутск, ул. Кулаковского, 46, каб. 307

Тел./факс: +7 (4112) 36-15-18. e-mail: vestnik_geo@mail.ru. <https://vfuzeml.elpub.ru/jour/index>

Северо-Восточный федеральный университет

<http://s-vfu.ru/universitet/rukovodstvo-i-struktura/strukturnye-podrazdeleniya/unir/vestnik-svfu/>

VESTNIK OF NORTH-EASTERN FEDERAL UNIVERSITY.
«EARTH SCIENCES»

Network scientific periodical

Published since 2016

The frequency of publication is 4 times a year

The founder and publisher is Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education
“The M. K. Ammosov North-Eastern Federal University”

№ 3 (39) 2025

EDITORIAL BOARD OF THE SERIES

Editor-in-Chief

A. N. Nikovaev, Doctor of Biological Sciences

Deputy Editor-in-Chief

E. E. Solovyov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences

S.N. Levina, Candidate of Geographical Sciences

Members of the Editorial Board of the Series:

A. A. Vercheba, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences; *Vitchenko A.N.*, Doctor of Geographical Sciences; *Y. G. Danilov*, Candidate of Geographical Sciences; *Lopuh P. C.*, Doctor of Geographical Sciences; *V. L. Martynov*, Doctor of Geographical Sciences; *V. B. Mikhno*, Doctor of Geographical Sciences; *Y. A. Nesterov*, Candidate of Geographical Sciences; *Z. S. Nikiforova*, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences; *A. M. Nosonov*, Doctor of Geographical Sciences; *A. V. Okrugin*, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences; *L. I. Polufuntikova*, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences; *M. Y. Prisyazny*, Doctor of Geographical Sciences; *A. N. Savvinova*, Candidate of Geographical Sciences; *Y. M. Semenov*, Doctor of Geographical Sciences; *I.B. Skorintseva*, Doctor of Geographical Sciences; *S. A. Teslenok*, Candidate of Geographical Sciences; *A. V. Tolstov*, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences; *V. Y. Fridovsky*, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences; *V. I. Chasovsky*, Doctor of Geographical Sciences.

Founder and publisher address: The North-Eastern Federal University, Belinsky str, 58, Yakutsk, 677000.

Editors Office address: The North-Eastern Federal University, Kulakovskogo st, 46, room 307, Yakutsk, 677010

Telephone/Fax: +7 (4112) 36-15-18. e-mail: vestnik_geo@mail.ru. <https://vfuzeml.elpub.ru/jour/index>

<http://s-vfu.ru/universitet/rukovodstvo-i-struktura/strukturnye-podrazdeleniya/unir/vestnik-svfu/>

СОДЕРЖАНИЕ

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МИНЕРАГЕНИЯ

<i>Колесов А.Е.</i> Исследование влияния критериев разрушения на устойчивость ствола скважины в процессе бурения	5
<i>Красильников П.А., Ярков М. И., Татаркин А.В.</i> Геолого-гидрогеологические условия юго-восточной окраины г. Альметьевск республики Татарстан	19
<i>Малинин Ю.А., Гриб Н.Н.</i> Цифровая модель как инструмент прогноза пространственной изменчивости физико-механических свойств углепородного массива	33
<i>Сивцев А.И., Рожин И.И., Кычкина В.Г.</i> Монетизация газа без труб	44
<i>Томский К. О., Иванова М. С., Егоров В. В.</i> Оптимизация заводнения Среднеботуобинского НГКМ на основе гидродинамического моделирования линий тока	55

ФИЗИЧЕСКАЯ ГЕОГРАФИЯ И БИОГЕОГРАФИЯ, ГЕОГРАФИЯ ПОЧВ И ГЕОХИМИЯ ЛАНДШАФТОВ

<i>Новоприезжая В.А., Федоров А.Н.</i> Расчетные геокриологические характеристики межаласий после лесных пожаров в Центральной Якутии	67
<i>Петрова А. Н.</i> Региональные изменения температуры воздуха и атмосферных осадков в среднем течении реки Лены	78

CONTENT

GEOLOGY, PROSPECTING AND EXPLORATION OF SOLID MINERALS, MINERALOGY

<i>Kolesov A.E.</i> Study of the impact of failure criteria on wellbore stability during drilling	5
<i>Krasilnikov P.A., Yarkov M.I., Tatarkin A.V.</i> Hydrogeological conditions and water inflow forecast assessment of the South-Eastern outskirts of the Almet'yevsk city in the Tatarstan Republic	19
<i>Malinin Yu. A., Grib N. N.</i> Digital model for predicting spatial variability of physical and mechanical properties of coal massive	33
<i>Sivtsev A.I., Rozhin I. I., Kychkina V.G.</i> Gas monetization without pipes	44
<i>Tomskii K.O., Ivanova M.S., Egorov V.V.</i> Optimization of flooding of Srednebotuobinskoye NGKM based on hydrodynamic modeling of flow lines	55

PHYSICAL GEOGRAPHY AND BIOGEOGRAPHY, SOIL GEOGRAPHY, AND LANDSCAPE GEOCHEMISTRY

<i>Novopriyehzhaya V. A., Fedorov A. N.</i> Calculated geocryological characteristics of interlases after forest fires in Central Yakutia	67
<i>Petrova A. N.</i> Regional changes in air temperature and precipitation in the valleys of the middle reaches of the Lena river	78

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, МИНЕРАГЕНИЯ

УДК 622.023.23

DOI 10.25587/2587-8751-2025-1-5-18

Научная оригинальная статья

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРИТЕРИЕВ РАЗРУШЕНИЯ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

А.Е. Колесов

Северо-восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова,
г. Якутск, Российская Федерация
ae.kolesov@s-vfu.ru

Аннотация

Нарушение устойчивости открытого ствола скважины в процессе наклонно-направленного и горизонтального бурения является критической проблемой, способной привести к аварийным ситуациям и значительным экономическим потерям. Одним из ключевых способов предотвращения обрушения стенок скважин является тщательный подбор плотности бурового раствора на основе геомеханического моделирования. Целью данного исследования является сравнительный анализ влияния наиболее используемых критериев разрушения (Кулона-Мора, Друккера-Прагера, Хука-Брауна, Моджи-Кулона и Ладе) на расчет плотности бурового раствора, обеспечивающего устойчивость скважины. В работе проводится одномерное геомеханическое моделирование в программном комплексе «РН-СИГМА 2.0» с использованием каротажных данных (плотность, интервальные времена продольных и поперечных волн) для пяти скважин из открытых источников. Рассчитаны профили геостатического и порового давлений, динамические и статические упругие свойства (модуль Юнга и коэффициент Пуассона), прочностные свойства (пределы прочности на одноосное сжатие и растяжение, угол внутреннего трения), а также горизонтальные напряжения по пороупругой модели. Результаты расчетов показали, что выбор критерия разрушения оказывает существенное влияние на величину плотности бурового раствора, необходимого для предотвращения обрушения стенок скважин. Минимальные значения плотности получены при использовании критерия Ладе, а максимальные – критериев Хука-Брауна и Друккера-Прагера. Классический линейный критерий Кулона-Мора показал средние значения плотности. Эти различия обусловлены разной математической формулировкой критериев и учетом ими различных механизмов разрушения горных пород. Полученные результаты указывают на необходимость тщательного выбора критерия разрушения, соответствующего литологии и механическим свойствам конкретных интервалов горных пород.

Ключевые слова: геомеханика, геомеханическая модель, критерии разрушения, устойчивость ствола, бурение скважин, плотность бурового раствора.

Для цитирования: Колесов А.Е. Исследование влияния критериев разрушения на устойчивость ствола скважины в процессе бурения. *Вестник СВФУ*. 2025;(3): 5-18. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-5-18

STUDY OF THE IMPACT OF FAILURE CRITERIA ON WELLBORE STABILITY DURING DRILLING

Aleksandr E. Kolesov

M. K. Ammosov North-Eastern Federal University,
Yakutsk, Russian Federation
ae.kolesov@s-vfu.ru

Abstract

The instability of an open wellbore during directional and horizontal drilling is a critical issue that can lead to emergencies and significant economic losses. One of the key methods to prevent wellbore collapse is the careful selection of drilling fluid density based on geomechanical modeling. The objective of this study is a comparative analysis of the influence of the most commonly used failure criteria (Coulomb-Mohr, Drucker-Prager, Hoek-Brown, Mohr-Coulomb, and Lade) on the calculation of drilling fluid density required to ensure wellbore stability. The work involves one-dimensional geomechanical modeling using the RN-SIGMA 2.0 software package with logging data (density, interval transit times of longitudinal and transverse waves) from five wells obtained from open sources. We calculated profiles of geostatic and pore pressures, dynamic and static elastic properties (Young's modulus and Poisson's ratio), strength properties (uniaxial compressive and tensile strength limits, internal friction angle), as well as horizontal stresses according to a poroelastic model. The results showed that the choice of failure criterion significantly affects the required drilling fluid density to prevent wellbore collapse. The lowest density values were obtained using the Lade criterion, while the highest values corresponded to the Hoek-Brown and Drucker-Prager criteria. The classical linear Coulomb-Mohr criterion yielded intermediate density values. These differences are due to different mathematical formulations of the criteria and their consideration of various rock failure mechanisms. The findings indicate the necessity of carefully selecting a failure criterion appropriate for the lithology and mechanical properties of specific rock intervals.

Keywords: geomechanics, geomechanical model, failure criteria, wellbore stability, well drilling, drilling mud density

For citation: Kolesov A.E. Study of the impact of failure criteria on wellbore stability during drilling. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(3):5–18 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-5-18

Введение

Развитие технологий наклонно-направленного и горизонтального бурения существенно повысило риски нарушения устойчивости ствола скважин [1-3]. Обрушение стенок, поглощение бурового раствора и другие осложнения связаны с возможными геомеханическими проблемами. Ключевым фактором при прогнозировании устойчивости скважин является выбор критерия разрушения горных пород.

Развитие нефтегазовой и горной промышленности привело к росту интереса к изучению прочности горных пород и появлению множества критериев их разрушения. Исследованию влияния выбора критерия на результаты геомеханического моделирования устойчивости скважины посвящены много работ отечественных и зарубежных авторов [4-9]. В настоящее время, благодаря своей простоте, широко применяется классический линейный критерий Мора-Кулона, но он не учитывает промежуточное главное напряжение и может дать заниженные результаты для некоторых горных пород. Альтернативные критерии лучше учитывают специфику пород, однако их верификация в реальных скважинных условиях остается недостаточной [5].

В работе [4] проведен обзор 34 критериев, перечислены их преимущества и недостатки, условия применимости, а также даны рекомендации по выбору критерия. Авторы рекомендуют использовать критерий Стасии д'Алиа для сланцевых пород, Друккера-Прагера для глинистых

и пластичных пород, Моджи-Кулона для осадочных и метаморфических пород. В работе [5] проведено статистическое сравнение влияния 13 критериев разрушения на значение плотности бурового раствора, полученных численно с использованием пороупругой модели. Анализ влияния 5 критериев на устойчивость наклонно-направленной скважины проведена в работе [6].

В данной работе проведен сравнительный анализ влияния пяти критериев разрушения (Кулона-Мора, Друккера-Прагера, Хука-Брауна, Моджи-Кулона, Ладе) на значение плотности бурового раствора, обеспечивающей устойчивость ствола, используя специализированный программный комплекс для одномерного геомеханического моделирования «РН-СИГМА 2.0», который широко используется для оценки рисков при планировании бурения и эксплуатации скважин [10, 11].

Материалы и методы исследования

Исходные данные для нашего исследования получены из открытых источников¹. Рассматриваются результаты каротажа для пяти скважин, основные характеристики которых представлены в таблице 1. На рис. 1 показаны траектория скважины 1 и результаты измерения плотности ρ , интервальное время продольной волны Δt_s^2 и поперечной волны Δt_p^2 по глубине этой скважины.

Таблица 1

Основные характеристики исследуемых скважин

Table 1

Basic information about the wells being studied

Номер скважины	Вид	Длина, м	Глубина забоя, м
1	Наклонно-направленный	2473.43	2447.50
2		4126.75	3659.16
3		1988.25	1966.16
4		2727.91	2702.51
5		2980.31	2954.48

Расчет выполняется в несколько последовательных этапов: определение плотности пород, геостатического и порового давления, упругих и прочностных свойств и горизонтальных напряжений [11]. Последним этапом является определение плотностей бурового раствора, приводящих к обрушению, поглощению, выбросу и гидравлическому разрыву. На основе данных плотностей определяется рекомендованная для бурения плотность раствора.

Геостатическое или горное давление σ_v – это давление, образуемое вышележащими горными породами. Его рассчитываем интегрированием плотности горных пород по глубине ρ . В нашем случае, измерения плотности проведены только в определенном интервале, и необходимо восстановить значение плотности горных пород, начиная с дневной поверхности и заканчивая забоем скважины. Для этого существует множество методов, включая методы Гарднера, Миллера и т.д. В нашем исследовании, экстраполировали измеренный интервал плотности до устья и забоя скважины. Поровое или пластовое давление p определяется как гидростатическое, принимая плотность жидкости равной 1030 кг/м³.

Для определения распределения упругих свойств горных пород сначала по результатам акустических исследований рассчитываются динамические модуль Юнга E_{dyn} и коэффициент Пуассона ν_{dyn} по следующим формулам [12]:

¹ <https://github.com/bolgebrygg/Force-2020-Machine-Learning-competition>

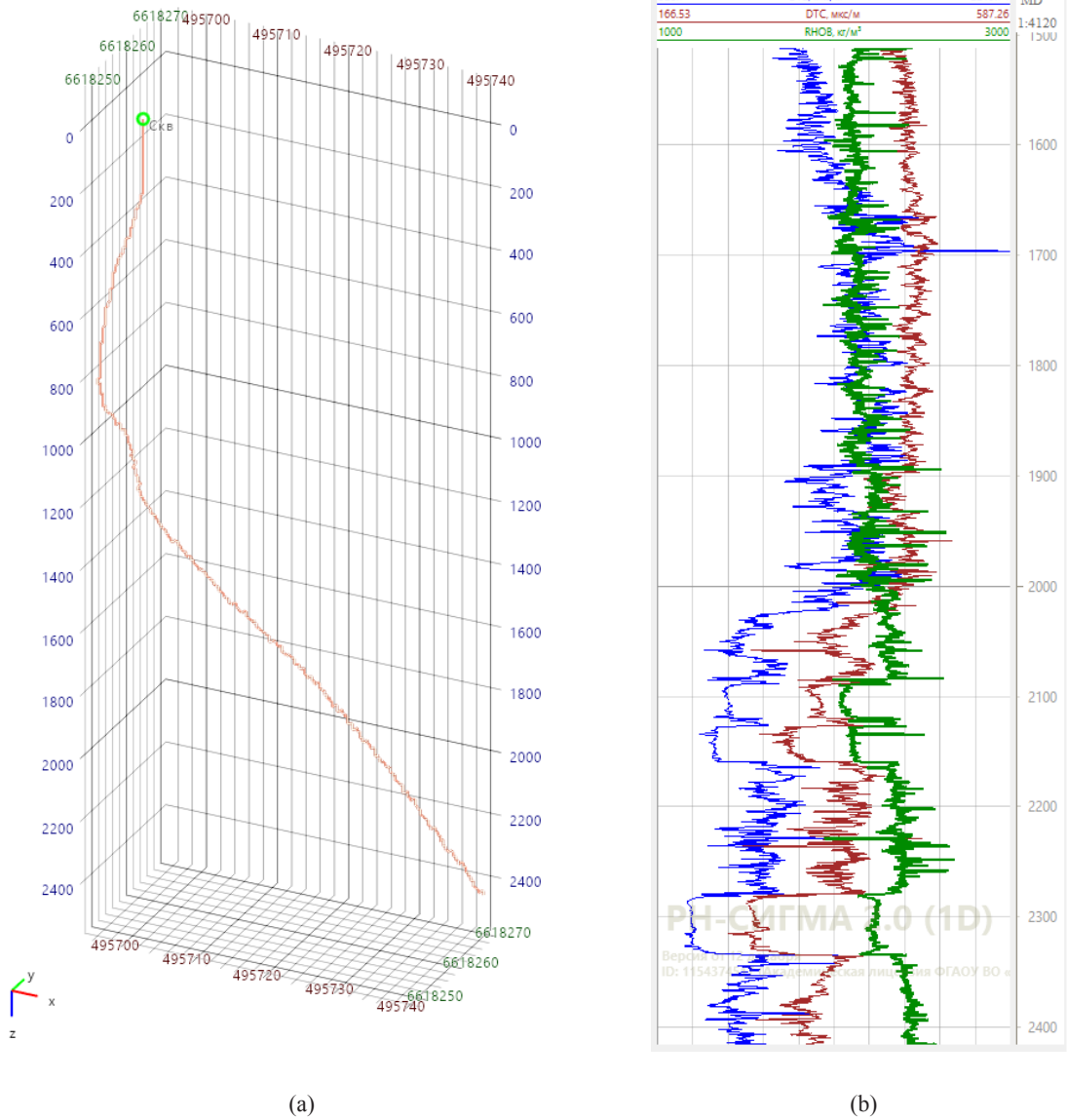


Рис. 1. (а) Траектория скважины; (б) Каротажи: интервальные времена поперечной и продольной волн (синяя и красная линии), плотность (зеленая линия)

Fig. 1. (a) Well trajectory; (b) Logs: shear and compressional wave interval times (blue and red lines), density (green line)

$$E_{dyn} = \frac{\rho (3 \Delta t_s^2 - 4 \Delta t_p^2)}{\Delta t_s^2 (\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)}, \quad v_{dyn} = \frac{\Delta t_s^2 - 2 \Delta t_p^2}{2(\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2)}.$$

где Δt_s^2 и Δt_p^2 – временные интервалы продольной волны и поперечной волны по глубине этой скважины, соответственно. Из динамических коэффициентов по известным корреляционным зависимостям определяются статические коэффициенты. Для вычисления статического модуля Юнга будем использовать корреляцию Лейси, полученного по результатам трехосных и ультразвуковых исследований около 600 кернов из 60 пластов [13]:

$$E_{st} = 0.018 E_{dyn}^2 + 0.422 E_{dyn},$$

где E_{st} и E_{dyn} имеют размерность мегафунт-сила на квадратный дюйм (Mpsi). Связь между динамическим и статическим коэффициентами Пуассона также сложна, но в общих случаях может быть выражена по линейной зависимости [14]:

$$\nu_{st} = K \nu_{dyn}.$$

Здесь K – константа, которую задаем равной 0.8, так как исследования показали, что для осадочных пород статические коэффициенты Пуассона меньше динамических.

На следующем этапе, рассчитываем прочностные свойства горных пород: пределы прочности на одноосное сжатие и растяжение, угол внутреннего трения. Предел на сжатие C_0 находим, используя корреляцию Лейси [13]:

$$C_0 = 0.2787 E_{st}^2 + 2.458 E_{st},$$

где E_{st} имеет размерность мегафунт-сила на квадратный дюйм (Mpsi), C_0 – килофунт-сила на квадратный дюйм (kpsi). Предел прочности на разрыв T_0 получаем из линейной зависимости:

$$T_0 = k C_0,$$

где k – коэффициент пропорциональности, равный 0.125. Угол внутреннего трения ψ определяется из соотношения:

$$T_0 = C_0 \frac{1 - \sin \psi}{1 + \sin \psi}.$$

К выделенным единицам измерения давления следует добавить пояснение о переводе этих единиц в единицы СИ, в частности, в ГПа и МПа.

Далее, рассчитываем минимальные σ_h и максимальные σ_H горизонтальные напряжения согласно пороупругой модели [15, 16]:

$$\begin{aligned} \sigma_h &= \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} (\sigma_V - \alpha p) + \alpha p + \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_h + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_H, \\ \sigma_H &= \frac{\nu_{st}}{1 - \nu_{st}} (\sigma_V - \alpha p) + \alpha p + \frac{E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_H + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1 - \nu_{st}^2} \varepsilon_h, \end{aligned}$$

где α – коэффициент пороупругости Био, ε_h , ε_H – минимальная и максимальная горизонтальные деформации, p – поровое давление. Так как данные по деформации отсутствуют, будем использовать нулевые значения ε_h и ε_H , поэтому значения минимальных и максимальных напряжений будут одинаковыми. Также, для наших расчетов будем использовать коэффициент пороупругости равный $\alpha = 0.9$.

На последнем этапе определяем давления, создаваемые буровым раствором на стенку скважины, необходимые для предотвращения обрушения стенки, поглощения раствора, выброса оборудования и гидравлического разрыва пласта. На их основе вычисляются соответствующие плотности бурового раствора. Наибольший интерес представляет плотность обрушения, то есть минимальная плотность бурового раствора, при которой возможно обрушение стенок скважины. Плотность обрушения напрямую зависит от выбранного критерия разрушения, который определяет минимальное напряжение, необходимое для удержания стенок скважины в устойчивом положении. В нашей работе рассматриваются следующие критерии:

- Критерий Кулона-Мора:

$$\sigma_1 = C_0 + q \sigma_3, \quad q = \frac{C_0}{T_0},$$

- Критерий Друккера-Прагера:

$$\sqrt{J_2} = A + B I_1,$$

$$J_2 = \frac{1}{6}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2], \quad I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3,$$

$$A = \frac{2}{\sqrt{3}} \left(\frac{C_0 T_0}{C_0 + T_0} \right), \quad B = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{C_0 - T_0}{C_0 + T_0} \right),$$

- Критерий Хука-Брауна:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + \sqrt{m C_0 \sigma_3 + C_0}, \quad m = \frac{C_0^2 - T_0^2}{C_0 T_0},$$

- Критерий Моджи-Кулона:

$$\tau_{oct} = a + b \sigma_m,$$

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2}, \quad \sigma_m = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2},$$

$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3} \left(\frac{C_0 T_0}{C_0 + T_0} \right), \quad b = \frac{2\sqrt{2}}{3} \left(\frac{C_0 - T_0}{C_0 + T_0} \right),$$

- Критерий Ладе:

$$\frac{(3S + \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)^3}{(\sigma_1 + S)(\sigma_2 + S)(\sigma_3 + S)} = \eta + 27,$$

$$S = \frac{C_0}{2} \left(\frac{1 - \sin \varphi}{\tan \varphi \cos \varphi} \right), \quad \eta = \frac{4 \tan^2 \varphi (9 - 7 \sin \varphi)}{1 - \sin \varphi}.$$

В данных формулах, $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – максимальное, среднее и минимальное главные напряжения, соответственно, I_2 – второй инвариант девиатора напряжений, I_1 – первый инвариант тензора напряжений, τ_{oct} – октаэдрическое касательное напряжение, σ_m – нормальное напряжение на плоскость.

Результаты

Расчеты были проведены для данных скважин, представленных в таблице 1. Далее, приведем результаты расчета только для скважины 1. На рис. 2а показаны распределения по профилю скважины плотности, горного и порового давлений. Видим, что плотность задана в интервале примерно от 1200 до 2450 метров и была экстраполирована до устья и забоя. На забое скважины горное и поровое давления равны 50 и 35 МПа, соответственно.

Расчитанные динамические и статические модули Юнга и коэффициенты Пуассона представлены на рис. 2б и 2с, соответственно. На рис. 3а показаны рассчитанные значения прочностных свойств: предел прочности на одноосное сжатие, предел прочности на растяжение, угол внутреннего трения; горизонтальное напряжение); на рис. 3б – горизонтальное напряжение.

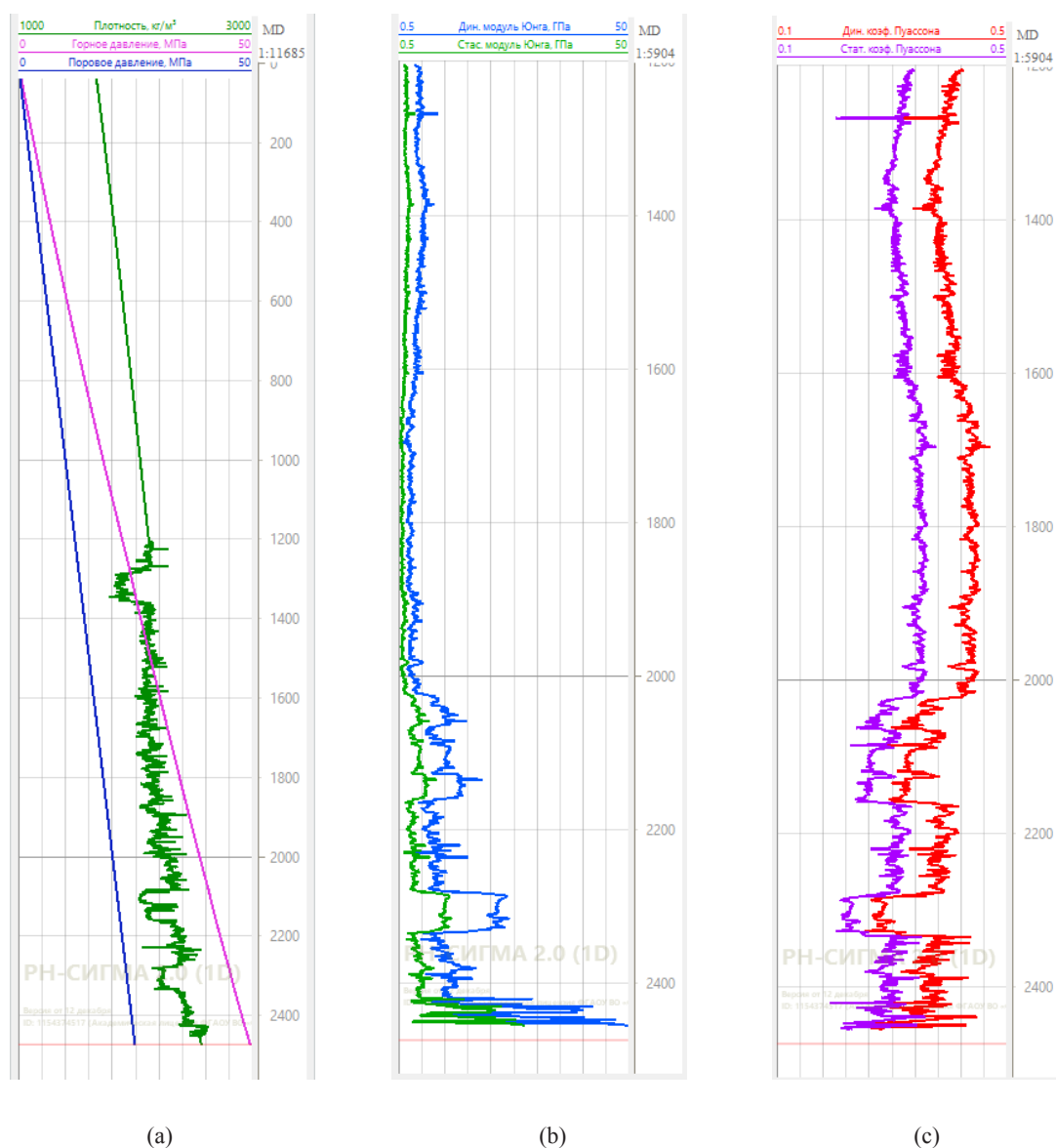


Рис. 2. Результаты расчета: (а) плотность (зеленая линия), горное давление (розовая линия), поровое давление (темно-синяя линия); (б) динамический и статический модули Юнга (синяя и зеленая линии, соответственно); (с) динамический и статический коэффициенты Пуассона (красная и фиолетовая линии, соответственно)

Fig. 2. Calculation results: (a) density (green line), rock pressure (pink line), pore pressure (dark blue line); (b) dynamic and static Young's moduli (blue and green lines, respectively); (c) dynamic and static Poisson's ratios (red and purple lines, respectively)

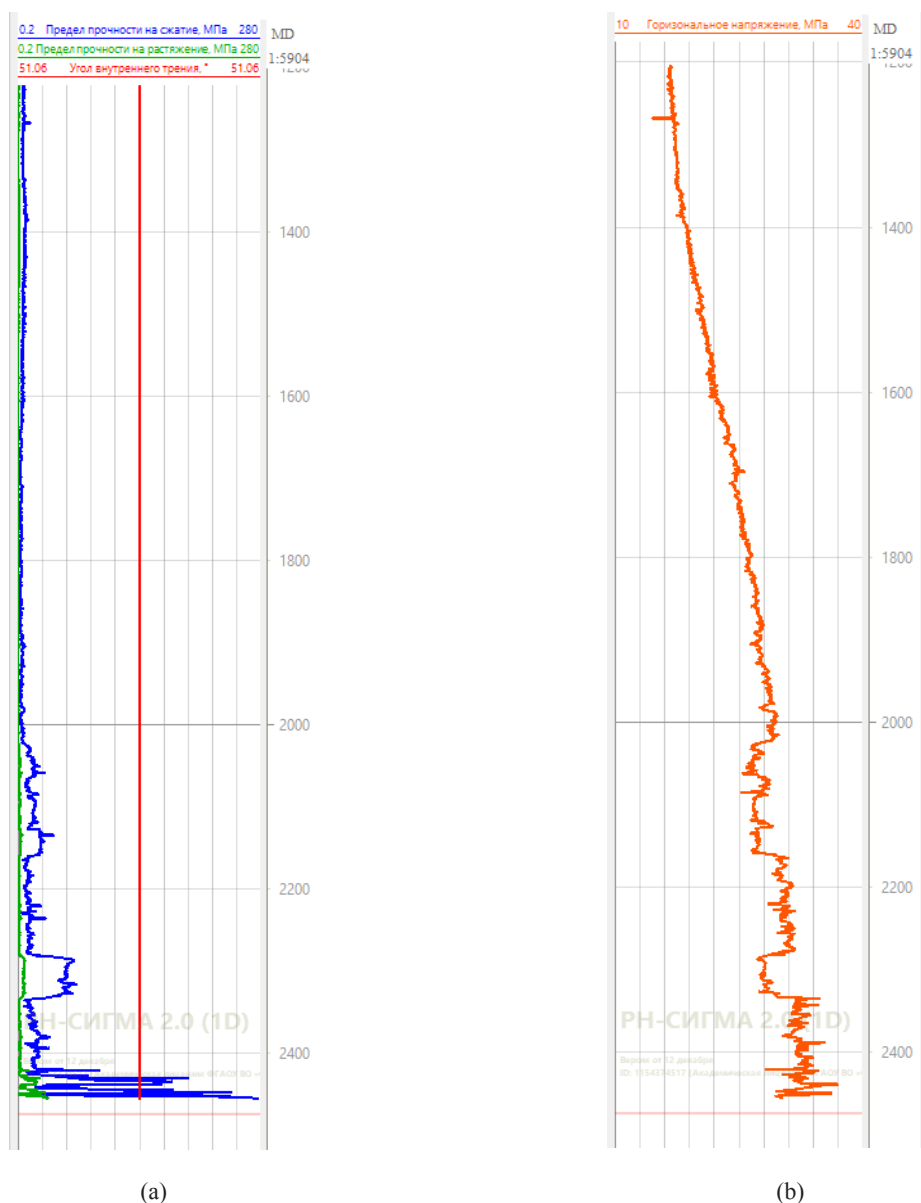


Рис. 3. Результаты расчета: (а) предел прочности на одноосное сжатие (синяя линия), предел прочности на растяжение (зеленая линия), угол внутреннего трения (красная линия); (б) горизонтальное напряжение

Fig. 3. Calculation results: (a) ultimate uniaxial compressive strength (blue line), ultimate tensile strength (green line), angle of internal friction (red line); (b) horizontal stress

На рис. 4 представлены результирующие плотности обрушения, поглощения, гидроразрыва и выброса. Здесь, плотность обрушения рассчитана по критерию Кулона-Мора.

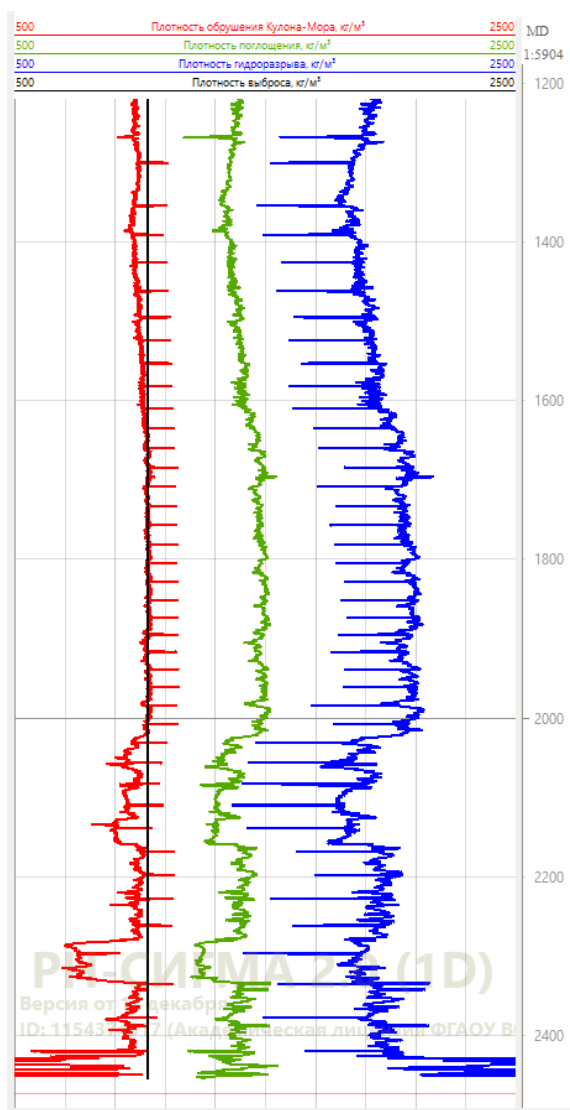


Рис. 4. Результаты расчета: плотность обрушения Кулона-Мора (красная линия), плотность поглощения (зеленая линия), плотность гидроразрыва (синяя линия), плотность выброса (черная линия)

Fig. 4. Calculation results: Mohr-Coulomb collapse density (red line), absorption density (green line), hydraulic fracture density (blue line), ejection density (black line)

На рис. 5 показаны плотности обрушения, полученные при использовании критериев разрушения Кулона-Мора, Друккера-Прагера, Хука-Брауна, Моджи-Кулона и Ладе. Данные критерии реализованы в программном комплексе «РН-СИГМА 2.0».

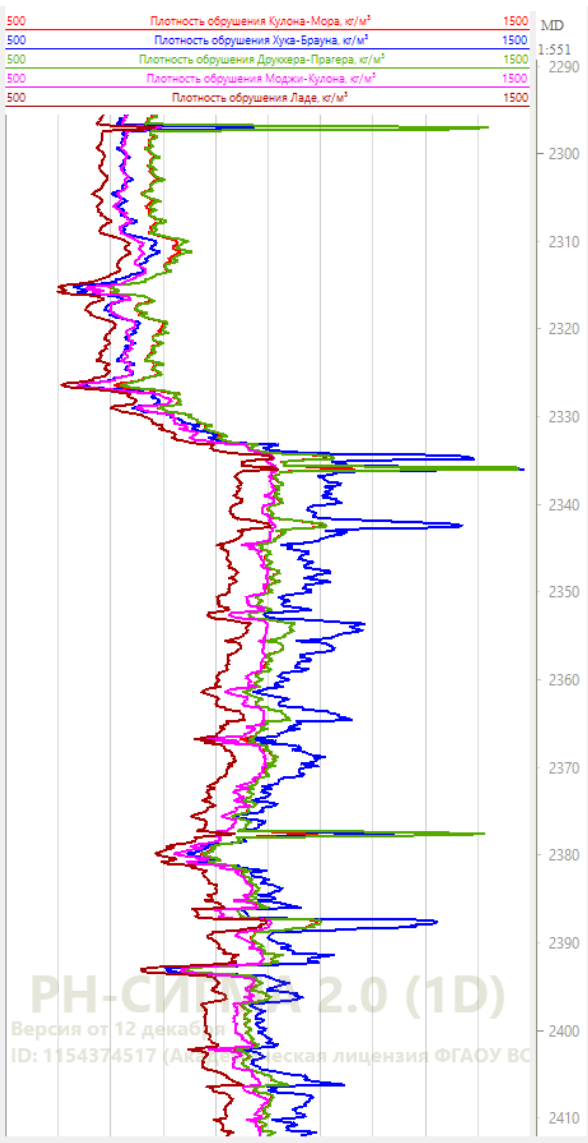


Рис. 5. Результаты расчета: плотности обрушения, полученные по критериям Кулона-Мора (красная линия), Друкера-Прагера (зеленая линия), Хука-Брауна (синяя линия), Моджи-Кулона (розовая линия), Ладе (коричневая линия)

Fig. 5. Calculation results: collapse densities obtained using the Coulomb-Mohr (red line), Drucker-Prager (green line), Hoek-Brown (blue line), Mogi-Coulomb (pink line), and Lade (brown line) criteria

В таблице 2 приведены максимальные, средние арифметические значения и среднеквадратические отклонения плотности обрушения для скважины 1 в зависимости от выбранного критерия разрушения. Значения средних арифметических плотностей для 5 исследуемых скважин представлены в таблице 3.

Таблица 2

Плотности обрушения при разных критериях разрушения

Table 2

Collapse densities for different failure criteria

Критерии разрушения	Плотность обрушения, кг/м³		
	Максимальное значение	Среднее арифметическое	Среднеквадратическое отклонение
Кулона-Мора	1192.5	1011.2	126.6
Друккера-Прагера	1635.4	1016.9	132.8
Хука-Брауна	1738.0	1149.0	205.4
Моджи-Кулона	1040.0	972.7	126.6
Ладе	1053.0	930.4	125.3

Таблица 3

Средние арифметические плотности обрушения для разных скважин

Table 3

Arithmetic mean densities collapse densities for different wells

Критерии разрушения	Средняя арифметическая плотность обрушения, кг/м³				
	Скважина 1	Скважина 2	Скважина 3	Скважина 4	Скважина 5
Кулона-Мора	1011.2	969.5	697.7	858.9	765.1
Друккера-Прагера	1016.9	1257.0	702.5	864.2	779.3
Хука-Брауна	1149.0	1052.2	661.4	918.6	772.2
Моджи-Кулона	972.7	864.2	668.1	833.1	710.2
Ладе	930.4	854.6	605.4	792.2	684.1

Обсуждение

Результаты расчётов показывают, что выбор критерия разрушения существенно влияет на минимально допустимое значение плотности бурового раствора, необходимое для предотвращения обрушения ствола скважин в процессе бурения. На рисунке 6 приведена гистограмма сравнения рассчитанных плотностей по данным таблицы 3. Видно, что критерии Хука-Брауна и Друккера-Прагера дают наибольшие значения плотности.

Критерий Хука-Брауна учитывает нелинейность деформирования и микротрещиноватость пород, что для слабых или трещиноватых пород (глин или сланцев) приводит к необходимости увеличения напряжения для предотвращения разрушения и, соответственно, к более высокой плотности бурового раствора для поддержания ствола скважины. В то же время критерий Друккера-Прагера, в отличие от Кулона-Мора, учитывает среднее напряжение, что также повышает нагрузку, необходимую для предотвращения разрушения.

Для всех скважин наименьшие значения плотности получены при использовании критерия Ладе, поскольку его математическая формулировка учитывает среднее напряжение, стабилизирующее породу вдоль ствола скважины, что позволяет снизить плотность раствора, необходимую для предотвращения разрушения.

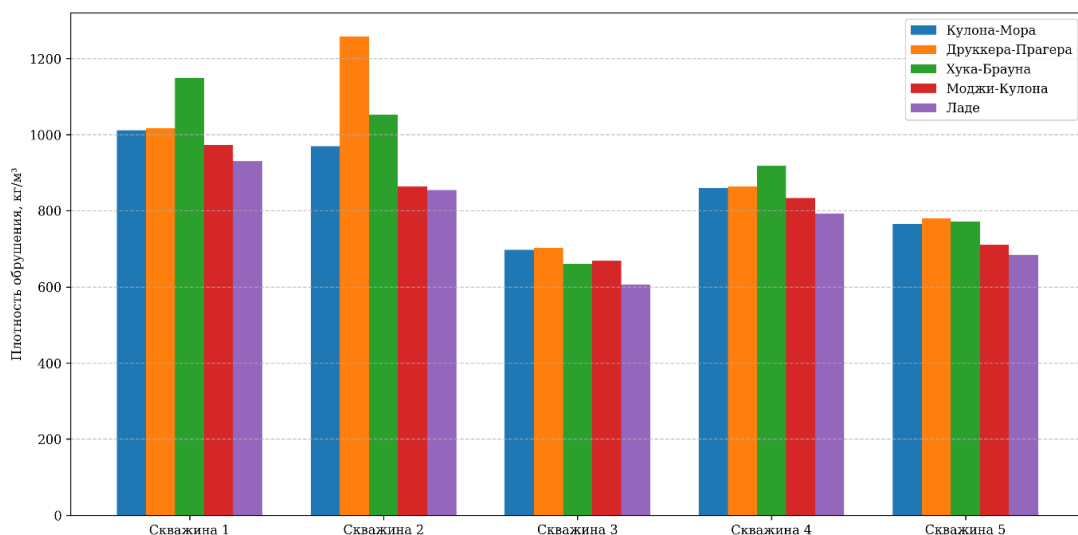


Рис. 6. Сравнение плотностей обрушения для разных критериев разрушения по скважинам

Fig. 6. Comparison of collapse densities for different failure criteria by wells

Закключение

Проведенное исследование показало, что выбор критерия разрушения при геомеханическом моделировании оказывает значительное влияние на границы плотности бурового раствора, необходимого для обеспечения устойчивости ствола скважины. Разница между максимальным и минимальным значениями плотности может достигать 40% (скважина 2). Это может создать риски необоснованного удорожания бурения или аварий из-за обрушения ствола. Выбор критерия разрушения должен базироваться на литологии интервала бурения. Также, необходимо провести литологическое зонирование и применять различные критерии разрушения для разных типов горных пород.

Литература

1. Потапов Р.А., Жирнов Р.А., Изосимов Д.И. и др. Анализ осложнений при строительстве наклонно-направленных эксплуатационных скважин на месторождении Восточной Сибири. *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. 2018; 1(33):26-32.
2. Парфиров В.А., Закиров Н.Н., Ваганов Ю.В. и др. Проблемы строительства скважин в Восточной Сибири и пути их решения. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2019;1(133):52-57. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-52-57.
3. Парфиров В.А., Палеев С.А., Ваганов Ю.В. Анализ строительства нефтяных скважин в осложненных условиях на месторождениях Восточной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2016; 6(120):97-100. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100.
4. Архипов А.И., Ястребов П.В. Классификация геомеханических критериев разрушения горных пород и перспективы оперативного геомеханического сопровождения строительства скважин. *Вестник Ассоциации буровых подрядчиков*. 2020;(2):34-39.
5. Zhang L, Cao P, Radha KC. Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2010;47(8):1304-16. doi:10.1016/j.ijrmms.2010.09.001.
6. Colmenares LB, Zoback MD. A statistical evaluation of intact rock failure criteria constrained by polyaxial test data for five different rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2002;39(6):695-729.
7. Rahimi R, Nygaard R. What difference does selection of failure criteria make in wellbore stability analysis? In: *Proceedings of the 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*; 2014: 2114-27.

8. Shi Y, Ma T, Zhang D, Chen Y, Liu Y, Deng C. Analytical model of wellbore stability analysis of inclined well based on the advantageous synergy among the five strength criteria. *Geofluids*. 2023; doi:10.1155/2023/2201870.
9. Mahetaji M, Brahma J. A critical review of rock failure Criteria: A scope of Machine learning approach. *Engineering Failure Analysis*. 2024;159:107998. DOI:10.1016/j.engfailanal.2024.107998.
10. Латыпов И.Д., Валеева Э.З., Ардисламова Д.Р. и др. Опыт применения геомеханического моделирования при бурении скважин в зоне с активной тектонической обстановкой. *Нефтяное хозяйство*. 2022;(12):90-95. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-90-95.
11. Фадеева В.А., Самойлов М.И., Павлов В.А. и др. Использование предварительной 1D геомеханической модели для планирования исследований керна. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2020;7:29-35. DOI:10.30713/2413-5011-2020-7(343)-29-35.
12. Fjær E. Relations between static and dynamic moduli of sedimentary rocks. *Geophysical Prospecting*. 2019;67:128-139. DOI:10.1111/1365-2478.12711
13. Lacy LL. Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas*. 1997. DOI: 10.2118/38716-MS
14. Shen S, Gao Y, Jia L. A comparison of the relationship between dynamic and static rock mechanical parameters. *Applied Sciences*. 2024;14(11):4487. DOI:10.3390/app14114487
15. Zoback MD. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press; 2007. DOI:10.1017/CBO9780511586477
16. Колесов А.Е. Численное решение задач пороупругости при разработке нефтяных месторождений. *Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова*. 2015;3(47):63-74.

References

1. Potapov RA, Zhirnov RA, Izosimov DI, et al. Analysis of complications during construction of directional production wells at the Eastern Siberian field. *Vesti gazovoy nauki*. 2018;1(33):26–32 (in Russian).
2. Parfiriev VA, Zakirov NN, Vaganov YuV et al. Well construction problems in Eastern Siberia and ways to solve them. *Oil and gas studies*. 2019;1(133):52–57 (in Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-1-52-57.
3. Parfiriev VA, Paleev SA, Vaganov YuV. Analysis of oil well construction in complicated conditions at the fields of Eastern Siberia. *Oil and gas studies*. 2016; 6(120):97–100 (in Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-6-97-100.
4. Arkhipov AI, Yastrebov PV. Classification of geomechanical criteria for rock destruction and prospects for operational geomechanical support of well construction. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*. 2020;(2):34–39 (in Russian).
5. Zhang L, Cao P, Radha KC. Evaluation of rock strength criteria for wellbore stability analysis. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2010;47(8):1304–16. DOI:10.1016/j.ijrmms.2010.09.001.
6. Colmenares LB, Zoback MD. A statistical evaluation of intact rock failure criteria constrained by polyaxial test data for five different rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2002;39(6):695–729.
7. Rahimi R, Nygaard R. What difference does selection of failure criteria make in wellbore stability analysis? In: *Proceedings of the 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*; 2014: 2114–27.
8. Shi Y, Ma T, Zhang D, Chen Y, Liu Y, Deng C. Analytical model of wellbore stability analysis of inclined well based on the advantageous synergy among the five strength criteria. *Geofluids*. 2023; doi:10.1155/2023/2201870.
9. Mahetaji M, Brahma J. A critical review of rock failure Criteria: A scope of Machine learning approach. *Engineering Failure Analysis*. 2024;159:107998. DOI:10.1016/j.engfailanal.2024.107998.
10. Latypov ID, Valeeva EZ, Ardislamova DR, et al. Experience in the application of geomechanical modeling when drilling wells in a zone with an active tectonic setting. *Oil industry*. 2022;(12):90–95 (in Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-90-95.
11. Fadeeva VA, Samoilov MI, Pavlov VA, et al. Use of preliminary 1D geomechanical model for planning core studies. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;7:29–35 (in Russian). DOI:10.30713/2413-5011-2020-7(343)-29-35.
12. Fjær E. Relations between static and dynamic moduli of sedimentary rocks. *Geophysical Prospecting*. 2019;67:128-139. DOI:10.1111/1365-2478.12711
13. Lacy LL. Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas*. 1997. DOI: 10.2118/38716-MS

14. Shen S, Gao Y, Jia L. A comparison of the relationship between dynamic and static rock mechanical parameters. *Applied Sciences*. 2024;14(11):4487. DOI:10.3390/app14114487
15. Zoback MD. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press; 2007. DOI:10.1017/CBO9780511586477
16. Kolesov AE. Numerical solution of poroelasticity problems associated with the development of oil fields. *Vestnik of North-Eastern Federal University*. 2015;3(47):63–74 (in Russian).

Об авторе

КОЛЕСОВ Александр Егорович – к.ф.-м.н., доц. каф. «Недропользование» геологоразведочный факультет «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова», ORCID: 0000-0001-9969-1195, ResearcherID: P-9732-2015, Scopus Author ID: 56049440100, SPIN: 3060-3992

E-mail: ae.kolesov@s-vfu.ru

About the author

Aleksandr E. KOLESOV – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Department of the Subsoil Use, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0001-9969-1195, ResearcherID: P-9732-2015, Scopus Author ID: 56049440100, SPIN: 3060-3992

E-mail: ae.kolesov@s-vfu.ru

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interest.

Поступила в редакцию / Submitted 12.08.2025

Принята к публикации / Accepted 28.08.2025

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ВОДОПРИТОКА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ Г. АЛЬМЕТЬЕВСК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

П.А. Красильников^{1}, М. И. Ярков², А.В. Татаркин²*

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

² Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия

*chisp07@gmail.com

Аннотация

В статье представлены результаты исследования геолого-гидрогеологических условий юго-восточной окраины г. Альметьевска Республики Татарстан, приуроченной к III надпойменной террасе долины реки Степной Зай. Основной целью является установление причин подтопления территории и оценка гидрогеологических условий исследуемого участка, для принятия проектных решений по инженерной защите территории от затопления и подтопления. Установлено, что подтопление территории происходит за счет поступления воды из водонасыщенного суглинка песчанистого, формирования локального напора и вертикальных перетоков, а также инфильтрации атмосферных осадков. Проведено районирование территории и выделены участки с умеренным и слабым подтоплением. В результате прогнозных экспертных расчетов удалось установить, что возможное максимальное приращение уровня подземных вод составит не более 12 см. Максимально возможный подъем уровня подземных вод на участке исследований будет находиться в его северо-западной части и будет достигать отметки 129,42 м, глубина уровня при этом будет составлять 1,00 м., величина напора – 2,1 м. Минимальное положение уровня подземных вод в зимнюю межень на участке исследований не будет находиться ниже абсолютной отметки 125 м, глубины залегания $\approx 5,5$ м. Расчет объема водопритока в пределах площадки исследования показал, что в паводок водоприток будет составлять порядка $5,0 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в меженный период около $3,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Полученные результаты имеют важное практическое значение для разработки мероприятий по инженерной защите территории от подтопления согласно действующим нормативно-правовым актам, проектирования систем водопонижения, проектирования систем водопонижения, рационального использования подземных вод, планирования строительной деятельности.

Ключевые слова: Геология, гидрогеология, подтопление территории, подземные воды, прогноз водопритока, г. Альметьевск, Степной Зай, геологическое строение, гидрогеологические условия, III надпойменная терраса.

Для цитирования: Красильников П.А., Ярков М. И., Татаркин А.В. Геолого-гидрогеологические условия юго-восточной окраины г. Альметьевск республики Татарстан. *Вестник СВФУ*. 2025;(1): 19-32. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-19-32

Original article

HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS AND WATER INFLOW FORECAST ASSESSMENT OF THE SOUTH-EASTERN OUTSKIRTS OF THE ALMETYEVSKE CITY IN THE TATARSTAN REPUBLIC

Pavel A. Krasilnikov^{1}, Maxim I. Yarkov², Alexey V. Tatarkin²*

¹ Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

² Perm State National Research University, Perm, Russia

*chisp07@gmail.com

Abstract

The article presents the results of the study of geological and hydrogeological conditions of the south-eastern outskirts of Almet'yevsk, Republic of Tatarstan. The main purpose is to determine the causes of territory flooding and to assess the hydrogeological conditions of the studied area, for making engineering decisions on the protection of the territory from flooding and groundwater seepage. It is established that the territory flooding occurs due to the water inflow from the water-saturated silty-sandy, formation of local pressure and vertical percolations, as well as infiltration of atmospheric precipitation. The zoning of the territory and the areas with moderate and weak groundwater seepage are identified. As a result of the forecast expert calculations, it was possible to establish that the possible maximum increase in the groundwater level will be no more than 12 cm. The maximum possible rise of the groundwater level on the study area will be located in its north-western part and will reach the elevation of 129.42 m, the depth of the level at this time will be 1.00 m., the head – 2.1 m. The minimum position of the groundwater level in the winter interflow on the study area will not be below the absolute elevation of 125 m, the depths of the lying ≈ 5.5 m. The calculation of the water inflow volume within the study area showed that during the flood the water inflow will be about $5.0 \text{ m}^3/\text{day}$, and during the interflow period about $3.6 \text{ m}^3/\text{day}$.

of Tatarstan, confined to the III floodplain terrace of the Stepnoy Zay River valley. The main objective is to establish the causes of flooding of the territory and assess the hydrogeological conditions of the studied area, to make design decisions on engineering protection of the territory from flooding and underflooding. It was established that flooding of the territory occurs due to the inflow of water from water-saturated sandy loam, the formation of local pressure and vertical flows, as well as infiltration of atmospheric precipitation. Zoning of the territory was carried out and areas with moderate and slight flooding were identified. As a result of forecast expert calculations, it was possible to establish that the possible maximum increase in the groundwater level will be no more than 12 cm. The maximum possible rise in the groundwater level in the study area would be in its northwestern part reaching 129.42 m, with the depth of the level at 1.00 m, and the pressure value at 2.1 m. The minimum position of the groundwater level in the winter low-water period in the study area would not be below the absolute mark of 125 m, the depth of occurrence is ≈ 5.5 m. The calculation of the volume of water inflow within the study site showed that during the flood the water inflow would be about $5.0 \text{ m}^3 / \text{day}$, and during the low-water period – about $3.6 \text{ m}^3 / \text{day}$. The obtained results are of great practical importance for the development of measures for engineering protection of the territory from flooding in accordance with current regulatory and legal acts, design of water drainage systems, design of water drainage systems, rational use of groundwater, and planning of construction activities.

Keywords: geology, hydrogeology, flooding of the territory, groundwater, water inflow forecast, Almet'yevsk, Stepnoy Zay, geological structure, hydrogeological conditions, III floodplain terrace

For citation: Krasilnikov P.A., Yarkov M.I., Tatarkin A.V. Hydrogeological conditions and water inflow forecast assessment of the South-Eastern outskirts of the Almet'yevsk city in the Tatarstan Republic. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(1):19–32 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-19-32

Введение

Актуальность исследования обусловлена необходимостью изучения геолого-гидрогеологических условий территории юго-восточной окраины г. Альметьевска в связи с проблемой подтопления территории. В современных условиях интенсивного хозяйственного освоения изучаемой площадки вопросы подтопления приобретают особую значимость. Данная проблема имеет не только научное, но и важное практическое значение, поскольку затрагивает вопросы безопасности строительства, эксплуатации инженерных сооружений и рационального использования природных ресурсов.

Необходимо отметить, что река Степной Зай является региональной дренажной, в которую происходит разгрузка подземных вод. Из-за подъема уровня воды в реке и повышения уровня подземных вод происходит затопление части территории г. Альметьевска. Вопросам затопления и подтопления территории г. Альметьевска посвящен ряд работ [1–4]. Так, в статье [1] выделены зоны затопления различной обеспеченности г. Альметьевска, в частности по реке Степной Зай, в работе Анисимова Б.В. [2] и Германовой Л.В. [3] определены основные причины подтопления г. Альметьевска. В статье [4] определены зоны затопления реки Степной Зай и построены векторные карты.

Основной целью исследования является оценка гидрогеологических условий, установление причин подтопления территории и прогнозная оценка объемов водопритока.

Материалы и методы исследования

Для изучения геолого-гидрогеологических условий исследуемой территории и выяснения причин подтопления был проведен анализ имеющихся архивных материалов, пробурены инженерно-геологические скважины, выполнено рекогносцировочное и гидрогеологические исследования. На основе этих данных осуществлена оценка водообильности территории и расчет прогнозных величин по объемам водоотведения с учетом максимального количества выпадаемых осадков.

Полевые рекогносцировочные и буровые работы осуществлялись в летний период 2025 года. Проходка инженерно-геологических скважин осуществлялась в июне 2025 года, а ре-

когносцировочное гидрогеологическое обследование областей питания и областей разгрузки подземных вод было выполнено 3 июля 2025 года. Согласно программе работ, было осуществлено бурение 6 скважин глубиной – 12 м. Их пространственное положение проектировалось по принципу максимального равномерного распределения в пределах площади исследования. Глубина бурения определялась техническим заданием на выполнение работ. В целом авторы считают, что этой глубины проходки скважин достаточно для решения поставленной целевой задачи, поскольку грунтовые воды вскрыты на всю мощность и скважинами вскрыты породы слагающие водоупорный горизонт.

Прогнозные расчеты водопритока осуществлялись на основе общераспространенных и известных гидрогеологических методов, и подходов, изложенных в различных методиках и справочниках, в том числе, в справочном руководстве гидрогеолога [10].

В административном отношении площадка исследования расположена в юго-восточной части города Альметьевск Республики Татарстан в 270 км к юго-востоку от г. Казань (рисунок 1).

В целом район работ хорошо изучен. Для общей оценки геологического строения были использованы материалы геологической и эколого-гидрогеологических съемок масштаба 1:200 000 листа N-39-XI (Соловьева М.А., Клинк Б.Е., Подателева Л.Ф, 2000), работы «Геологическое строение и гидрогеологические условия бассейнов рек Степного Зая, Мелли и Мензели» [6, 9].

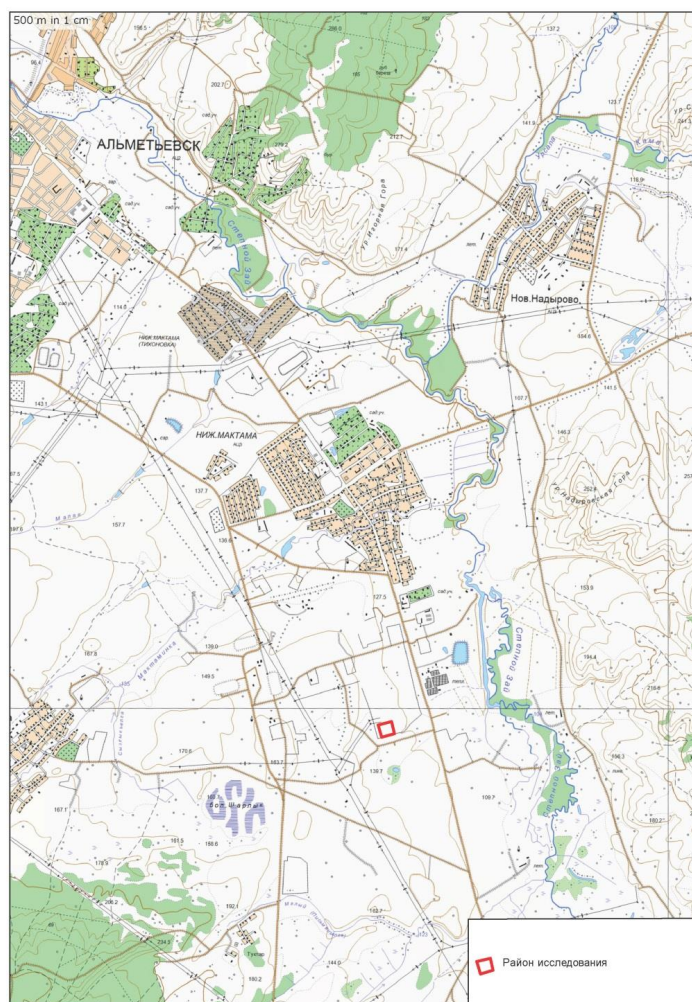


Рис. 1. Обзорный план района исследования

Fig. 1. Overview plan of the research area

Следует отметить, что на участках, прилегающих к площадке исследования, ранее выполнялись инженерно-геологические изыскания [14]. В пробурённых предшественниками скважинах, уровни вод фиксировались близко к поверхности. На основании этих исследований [13] был сделан общий вывод о том, что негативным инженерно-геологическим процессом на этой площади является подтопление.

Возможной причиной возникновения подтопления указывалось следующее: накопления воды в обратных засыпках котлованов и траншей во время строительства; инфильтрации поверхностных вод вследствие нарушения поверхностного стока, задержанного земляными отвалами, проездами, насыпями; инфильтрации утечек из водонесущих коммуникаций, различных технологических накопителей, созданных насыпных территорий и геологическое строение изучения территории локальными водоупорами на высоких абсолютных отметках [14].

По архивным данным, геологическое строение участка исследования характеризуется развитием четвертичных аллювиальных отложений различного литологического состава (глины, суглинки, пески). Аллювиальные отложения повсеместно перекрыты техногенными насыпными суглинками мощностью от 1,5 до 2,8 м., подстилаются плиоценовыми (акчагыльскими) отложениями. Плиоценовые отложения представлены глинами.

Гидрогеологические условия района исследования

В соответствии с гидрогеологическим районированием территория исследования расположена в пределах Восточно-Русского сложного бассейна пластовых и блоково-пластовых вод и приурочена к Камско-Вятскому артезианскому бассейну.

В вертикальном разрезе бассейна выделяются три гидродинамические зоны: верхняя – зона активного водообмена, средняя – зона затрудненного водообмена и нижняя – зона весьма затрудненного водообмена. Объектом исследования являются подземные воды зоны активного водообмена, причем самой верхней ее части.

С учетом особенностей геологического строения района, литолого-фациального состава пород, по условиям и характеру залегания подземных вод в верхней части разреза выделяются подземные воды четвертичных, неогеновых и пермских отложений [7-8].

Основным объектом для исследования является первый от поверхности водоносный горизонт. Согласно отчету о работе Альметьевской гидрогеологической партии за 1965-1967 годы [7] в пределах листа N-39-XI на участке исследования первым от поверхности развит водоносный горизонт в современных, верхне-среднечетвертичных аллювиальных отложениях (aQ). Подстилается четвертичный горизонт практически водоупорным, локально слабоводоносным плиоценовым терригенным комплексом (N_2). Водоносные подразделения пермского возраста в данной работе не рассматриваются, как не оказывающие влияния на объект исследования. Также не рассматриваются подземные воды четвертичных элювиально-делювиальных образований, поскольку распространение последних приурочено, в основном, к выходам на поверхность коренных (пермских и неогеновых) пород. На аллювиальных отложениях р. Степной Зай они весьма маломощны, а в пределах участка исследований на западном склоне ее долины интенсивно переработаны антропогенной деятельностью.

Гидрогеологические условия площадки исследования

Отсутствие полной гидрогеологической информации в архивных инженерно-геологических изысканиях потребовало более детального анализа о геоморфологических и геолого-гидрогеологических условиях данной территории, собранной авторами статьи на основе информации, опубликованной в открытой печати и на картографических сервисах.

На основе данных ретроспективного анализа, бесплатно распространяемых космоснимков в пределах площадки исследования, удалось выявить, что здесь периодически возникают искусственные водоемы (рис. 2).

На космоснимках в восточной и северо-восточной части площадки четко прослеживаются обводненные участки, которые имеют (по мнению авторов) искусственное происхождение

(2011 г. очень четкие «прямолинейные» границы водного зеркала, нехарактерные для природных объектов). На космоснимке 2011 года, наличие растительности, можно предполагать формирование временного поверхностного водотока, который разгружается южнее площадки работ в существующий овраг.



Рис. 2. Площадка исследования по данным космоснимков по порядку слева – направо: 2011, 2017, 2022, 2025 года.

Fig. 2. Research site based on satellite images in order from left to right: 2011, 2017, 2022, 2025.

В дальнейшем, при отсыпке площадки и ее нивелировании строительным материалом в пределах этой территории, возможно формирование зоны «разуплотнения», то есть зон повышенной пористости и проницаемости, в пределах которых возможно изменение линий тока и скорости движения подземных вод.

На основе данных полученных в ходе бурения инженерно-геологических скважин, рекогносцировочного исследования и анализа архивных и опубликованных источников характеризуются гидрогеологические условия этой территории. В том числе учитывались качественные (наличие или отсутствие воды при бурении скважин) сведения, полученные в ходе выполнения предыдущих инженерно-геологических работ.

По данным инженерно-геологического бурения и имеющихся колонок скважин установлено, что в пределах площадки исследования основными водовмещающими породами являются суглинки серо-коричневые с прослоями водонасыщенного песка, залегающие на глубине от 2,7 м до 7,5 м. Подземные воды вскрыты во всех скважинах. Воды в пределах водонасыщенной толщи являются напорными, величина напора в пределах участка исследований варьируется от нескольких метров до 5,7 м (скв. бии, рис. 3). Установившиеся уровни воды зафиксированы на глубинах 1,3-2,1 м, что в абсолютных отметках соответствует 129,4 - 127,3 м (рис. 3).



- Условные обозначения:**
- ИГ скважины пробуренные в ходе выполнения работ, все обводнены
 - архивные скважины в которых присутствует вода
 - безводные архивные скважины
 - ➔ предполагаемые линии тока подземных вод
 - участок исследования
 - участки распространения подземных вод до глубины 10-12 м.
 - Установившийся уровень воды при бурении скважин, абс. отм., м.

Рис. 3. Гидроизопьезы на площадке исследования

Fig. 3 Hydroisopiez contours at the study area

Уклон пьезометрической поверхности, по данным замеров уровней воды в скважинах и расстояний между ними, в пределах участка исследований составляет 0,009.

Линии тока подземных вод направлены с запада на восток, и юго-восток. Подземные воды частично разгружаются в расположенный южной площадки исследования – овраг. Это прослеживается как по абсолютным отметкам появления воды в скважинах, так и по установившемуся уровню.

На основании замеренных в ходе полевых работ установившихся уровней подземных вод и согласно «СП 104.13330.2016. Свод правил. Инженерная защита территории от затопления и подтопления. Актуализированная редакция СНиП 2.06.15-85» Участок исследования относится к подзонам умеренного и слабого подтопления (рис. 4).



Рис. 4. Глубина пьезометрической поверхности и районирование территории по степени подтопления

Fig. 4. Study of piezometric surface depth and territorial zoning by flooding level

Подтопление территории осуществляется как за счет поступления воды из нижележащего водонасыщенного суглинка песчанистого, за счет формируемого локального напора и вертикальных перетоков, а также за счет инфильтрации атмосферных осадков. Поскольку целевой задачей является установление причин подтопления территории, то речь идет о подземных водах, залегающих близко к земной поверхности. К таким водам относятся: «грунтовые воды» и «верховодка». Для тех и других основным источником питания являются атмосферные осадки, которые в течение года выпадают в пределах водосборных площадей. Наибольшее количество инфильтрационной воды поступает в период снеготаяния, когда накопленная снежная масса начинает таять и просачиваться в толщу Земли, существенно повышая абсолютные отметки уровня воды. Вторым значимым периодом является период обильных дождей, аналогично пополняя и повышая уровень подземных вод.

Зная площадь водосборного бассейна и количество выпавших осадков можно рассчитать объемы естественной природной воды, поступившей в толщу в пределах территории исследования, объемы которой необходимо будет дренировать для осушения территории.

Бурение инженерно-геологических скважин осуществлялось в конце июня 2025 г. Этот период ознаменовался большим количеством выпавших осадков, существенно выше, чем в июне 2023 и 2024 гг. (табл. 1) по данным [5].

Поскольку количество выпавших осадков неравномерно как в течении года, так и в течении многих лет, то для принятия проектных решений по защите территории от затопления и подтопления необходимы прогнозные расчеты по максимальным отметкам уровней подземных вод и максимальным объемам водопритока. Знание этих величин позволит проектировать дренажные системы эффективно выполняющих свою функцию. Все это потребовало разработки и создание аналитической гидрогеологической модели, позволяющей спрогнозировать колебания уровня подземных вод в результате разных климатических условий.

Таблица 1

Количество осадков в г. Альметьевск за период 2013-2025 гг. [15]

Table 1

Precipitation amounts in Almetьевsk city for the period 2013–2025 [15]

Месяц	Количество осадков 2025 г, мм	Количество осадков 2024 г, мм	Максимальное кол-во осадков с 2013 по 2025 гг, мм	Минимальное кол-во осадков с 2013 по 2025 гг, мм	Среднее кол-во осадков с 2013 по 2025 гг, мм
Январь	23,3	23,9	23,9	8,2	16,7
Февраль	7,3	13,4	18,4	3,8	12,0
Март	18,6	24,2	24,2	3,3	16,3
Апрель	29,9	10,6	36,3	2,9	19,6
Май	22,8	16,4	36,7	1,9	20,8
Июнь	47,1	21,8	88	7,1	30,2
Июль	16,1	45,3	62,1	13,5	28,6
Август	-	36	45,4	0	22,5
Сентябрь	-	10,1	59,6	5,8	21,5
Октябрь	-	14,3	53,7	6,3	24,8
Ноябрь	-	16,4	63,6	7,4	25,5
Декабрь	-	21,6	24,4	4,4	17,4
Сум. за год		254	536,3	64,6	255,9

Результаты и обсуждения

Аналитическая модель участка исследований. Прогнозные расчеты объемов водоотведения.

По результатам бурения скважин, проведенного рекогносцировочного обследования и комплексного анализа имеющейся информации построена гидрогеологическая карта участка исследований, дополненная гидрогеологическими разрезами, отрисованными в крест простира- ния с запада на восток (рис. 5) и с севера на юг. Один из этих разрезов представлен на рисунке 5.

Для оценки водопритока необходимо знать мощности водовмещающей толщи, ее коэффи- циент фильтрации, градиент напора и ширину потока. В связи с чем, были проанализирова- ны результаты полевых и лабораторных исследований грунтов в разрезе скважин и рассчитана средняя мощность водовмещающей толщи (таблица 2).

Таким образом, общая мощность четвертичных отложений, вскрытых инженерно-геологи- ческими скважинами на участке исследований, составляет 8,7-10,0 м, средняя – 9,3 м.

Пески и песчанистые суглинки повсеместно водоносны, мощность обводненных прослоев от 0,3 м (скв. 3ии) до 7,2 м (скв.1ии). Их доля во вскрытом скважинами разрезе отложений четвертичного возраста составляет от 3% (скв. 3ии) на северо-востоке участка до 68-69% (скв. 1ии, 4ии) в западной части исследуемой площади, в среднем – около 48%. Подземные воды грунтового типа, но из-за повсеместного перекрытия водовмещающих песчаных и суглинисто- песчаных прослоев слабопроницаемыми суглинками и глинами, обладают незначительным на- пором, который составляет 1,2-5,7 м.

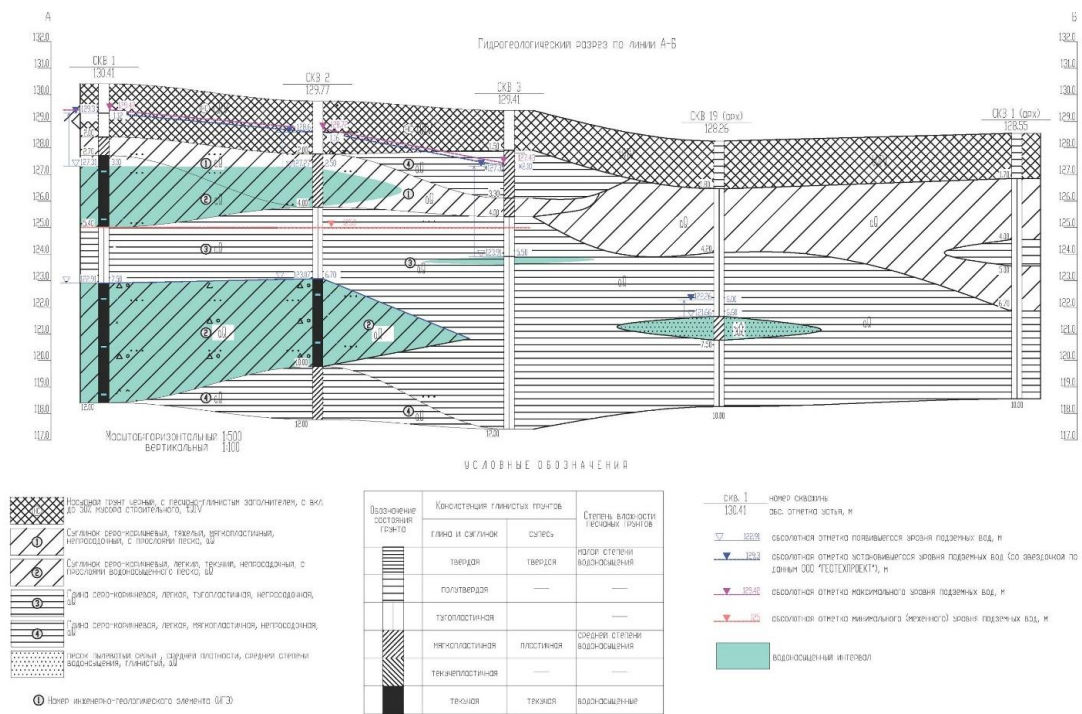


Рис. 5. Гидрогеологический разрез территории исследования

Fig. 5. Hydrogeological section of the study area

Таблица 2

Мощность водопроницаемой толщи

Table 2

Power of permeable strata

№ скв.	Интервалы глубин	Мощность водопроницаемой толщи, м	Общая мощность aQ толщи, м
1ии	2 слоя: ➤ появл. воды 3,1 м – 5,4 м = 2,3 м ➤ 7,5 м – 12,0 м = 4,5 м	6,8	10 (12-2)
2ии	3 слоя: ➤ появл. воды 2,5 – 4,0 = 1,5 ➤ 6,7 м – 10,0 = 3,3 ➤ 10 – 11,3 = 1,3	6,1	9,3 (12-2-0,7)
3ии	1 слой (прослой песка): ➤ 5,5 – 5,8	0,3 м	10 (12-1,5-0,5)
4ии	1 слой: ➤ 4,7 м – 11,0 м	6,3 м	9,1 (12-2,4-0,5)
5ии	1 слой (прослой песка): ➤ 6,6 м – 9,8 м	3,2 м	8,7 (12-2,8-0,5)
6ии	1 слой: ➤ 7,5 м – 10,4 м	2,9 м	8,9 (12-2,6-0,5_
Ср.		4,3 м	9,3

Пьезометрический уровень устанавливается на глубинах от 1,3 м (скв. 2ии) до 2,1 м (скв. 3ии) или на абс. отметках 129 м (скв. 1ии) на северо-западе участка до 127,3 м (скв. 3ии) на северо-востоке.

Однако, по мнению авторов, указанное значение замера уровня подземных вод в скважине № 3 не корректно, поскольку было выполнено в условиях недовосстановления уровня подземных вод после окончания бурения скважины. В данной скважине водоносный прослой составляет всего 0,3 м и процесс восстановления уровня вскрытых подземных вод по завершении буровых работ объективно занимал значительно больше времени, чем в других скважинах, где мощность обводненной части разреза на порядок выше (3-7 м) и восстановление уровня подземных вод по окончании бурения происходит практически мгновенно. Более реальное значение глубины уровня подземных вод и положения их пьезометрической поверхности характерно для скважины № бии – 1,8 м и 127,7 м соответственно. Пьезометрическая поверхность подземных вод четвертичного горизонта показана на рисунке 3.

Расположение пьезометрической поверхности грунтовых вод (глубины их уровня) не постоянно в течение календарного года. Уровень подземных вод зависит от величины питания водоносного горизонта, которая, в свою очередь, определяется общим количеством выпавших за год атмосферных осадков, количеством осадков, поступающих в водоносный горизонт (коэффициентом инфильтрации) и способностью пород принять влагу (активной пористостью пород).

Согласно вышеприведенным данным по количеству осадков в г. Альметьевск (см. таблицу 1), в период проведения инженерно-геологических изысканий (июнь 2025 г.) количество выпавших осадков составило 47,1 мм при максимальном значении 88 мм.

Следует отметить, что данное значение является экстремальным по сравнению с аналогичными значениями прошлых лет, которые обычно варьируют в интервале 45-55 мм, а также со среднемноголетним значением (30,2 мм). На рисунке 6 приведен график изменения количества осадков в июне в разрезе десятилетия по г. Альметьевск по данным сайта meteo9.ru [5].

Таким образом, предполагаем, что использование данного экстремального значения для прогнозирования наивысшего уровня подземных вод обеспечивает определенный «запас прочности» при расчетах.

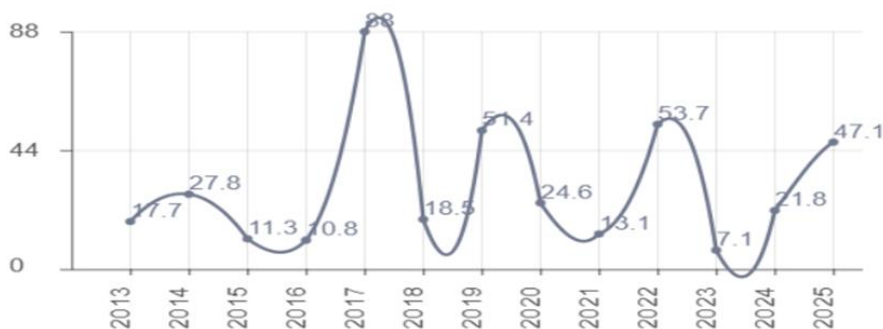


Рис. 6. Количество осадков (мм) в июне, в разрезе десятилетия по г. Альметьевск. [5]

Fig. 6. Amount of precipitation (mm) in June, by decade, in Almetyevsk. [5]

На основании литературных данных [7] была определена величина инфильтрационного питания для территории Татарстана, которая составляет около 100 мм/год или $\approx 0,3$ мм/сут; коэффициент инфильтрации – 0,3. Там же определяем величину активной пористости для мелкозернистых песков (песков), составляющую 0,1 (0,15).

Расчет производится по формуле

$$\Delta h = (H_{\text{макс}} - H_{\text{факт}}) \frac{K_w}{n_{\text{акт}} 1000}$$

где Δh – приращение уровня подземных вод, м;

$H_{\text{макс}}$ и $H_{\text{факт}}$ – сумма месячных осадков (соответственно максимальных и за текущий месяц), мм;

K_w – коэффициент инфильтрации;

$n_{\text{акт}}$ – активная пористость.

В результате расчетов получаем возможное максимальное приращение уровня подземных вод – 0,123 м (0,082) или не более 12 см.

Таким образом, максимально возможный подъем уровня подземных вод на участке исследований будет находиться в его северо-западной части, в районе скв. № 1, и достигать абсолютной отметки 129,42 м, глубина уровня при этом будет составлять 1,00 м., величина напора – 2,1 м.

Без проведения перманентных гидрорежимных наблюдений за подземными водами четвертичного аллювиального горизонта невозможно прогнозировать положение меженного уровня подземных вод непосредственно по участку исследований. Анализируя данные ранее проведенных региональных гидрогеологических работ [7, 8], материалы инженерно-геологических изысканий по сопредельным участкам, результаты опроса местных жителей при рекогносцировочном обследовании, можно предположить, что минимальное положение уровня подземных вод в зимнюю межень на участке исследований не будет находиться ниже абсолютной отметки 125 м, глубины залегания $\approx 5,5$ м. При этом не исключена возможность сокращения мощности водоносного горизонта за счет осушения части обводненных прослоев в скважинах № 1ии, № 2ии, № 4ии до 4,5; 4,6; 5,9 м соответственно, а средней мощности до 3,6 м.

По результатам построений карты изопьез и анализа можно рассчитать расход грунтового потока по участку исследований по формуле: $Q = Bkmi$;

где Q – расход грунтового потока, м³/сут;

B – ширина грунтового потока, м – в данном случае, совпадает с диагональю исследуемого участка – 160 м;

k – коэффициент фильтрации, м/сут – средний по лабораторным данным – 0,7 м/сут;

m – средняя мощность проницаемого слоя – $9,3 \cdot 0,54 = 5,0$ м для паводка и 3,6 м – для межени;

i – средний уклон потока, – 0,009.

В результате расчетов расход грунтового потока по участку составит:

$Q = 5,0$ м³/сут; – в паводок и $Q = 3,6$ м³/сут – в межень.

Как уже отмечалось выше, предполагаем, что на глубине 11,5-12 м залегают глины серые, серо-коричневые, преимущественно полутвердые, плотные, характеризующиеся весьма низкими фильтрационными свойствами ($K_{\phi} = 0,005$ м/сут).

На основании ранее проведенных региональных съемочных работ авторы относят данный слой к глинам биклянской свиты плиоценового возраста или, с точки зрения гидрогеологии, к кровле водоупорного, локально слабоводоносного плиоценового терригенного комплекса. На участке исследований данный слой рассматривается как локальный подстилающий водоупор.

Заключение

Результаты исследования свидетельствуют о том, что основными причинами подтопления территории являются: поступление воды из водоносного горизонта из-за локального напора и вертикального перетока, а также инфильтрации атмосферных осадков. Кроме того, проведено районирование территории и выделены участки с умеренным и слабым подтоплением. Полученные результаты имеют важное практическое значение для разработки мероприятий по инженерной защите территории от подтопления согласно действующих нормативно-правовых актов, проектирования систем водопонижения, рационального использования подземных вод, планирования строительной деятельности.

В результате прогнозных экспертных расчетов удалось установить, что возможное максимальное приращение уровня подземных вод – 0,123 м (0,082) или не более 12 см., следовательно, максимально возможный подъем уровня подземных вод на участке исследований будет находиться в его северо-западной части, в районе скв. № 1ии, и достигать абсолютной отметки 129,42 м, глубина уровня при этом будет составлять 1,00 м., величина напора – 2,1 м.

Без проведения перманентных гидрорежимных наблюдений за подземными водами четвертичного аллювиального горизонта невозможно прогнозировать положение меженного уровня подземных вод непосредственно по участку исследований. Анализ имеющихся данных показал, что минимальное положение уровня подземных вод в зимнюю межень на участке исследований не будет находиться ниже абсолютной отметки 125 м, глубины залегания $\approx 5,5$ м. При этом не исключена возможность сокращения мощности водоносного горизонта за счет осушения части обводненных прослоев в скважинах № 1ии, № 2ии, № 4ии до 4,5; 4,6; 5,9 м соответственно, а средней мощности до 3,6 м.

Результаты прогнозных «экспертных» расчетов по объему водопритока в пределах площадки исследования показали, что в паводок водоприток будет составлять около 5,0 м³/сут, а в меженный период около 3,6 м³/сут.

Литература

1. Мельников М.Н., Хисамутдинова Е. В., Бадретдинов М.А. Выявление причин неконтролируемого затопления г. Альметьевска и разработка предложений по его предотвращению. *Управление техносферой*. 2018; 1(1):17–33.
2. Анисимов Б.В и др. Заключение о причинах подтопления г. Альметьевска грунтовыми водами : Фонды ТатНИПИнефть; 1995.
3. Германова Л.В. Оценка гидрогеологических условий территории юго-востока Татарстана в связи с подтоплением. Альметьевск: Фонды АО «Татнефть»; 1997.
4. Шакирзянова Г.Н., Мальцев К.А. Зоны с особыми условиями использования территорий: зоны затопления. *Современные научные исследования: теория, методология, практика: Сборник научных статей по материалам IX Международной научно-практической конференции*, Уфа, 06 декабря 2022 года. Т. 4. Уфа: ООО «Научно-издательский центр «Вестник науки»; 2022:167-172.
5. Статистика погоды в Альметьевске [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: https://meteo9.ru/statistics_v_alymetyevske/zr3X, свободный – (дата обращения: 23.07.2025).
6. Клинок Б.Е., Подателева Л.Ф. Геологическая карта Российской Федерации. Геологическая карта и карта полезных ископаемых четвертичных образований. Лист N-39-XI. Масштаб 1:200 000. М.: ФГУГП «Волгагеология»; 2000.
7. Тихоненко Н.И. и др. Гидрогеологическое строение и гидрогеологические условия бассейнов рек Степного Зая, Мелли и Мензели (Отчет о работе Альметьевской гидрогеологической партии за 1965-1967 годы). Куйбышев; 1967.
8. Дятлова В.К., Вязалкин И.В. Отчет по эколого-гидрогеологической съемке масштаба 1:200 000 на юго-востоке Татарстана. Дзержинск; 1998.
9. Соловьева М.А., Клинок Б.Е., Подателева Л.Ф. Геологическая карта Российской Федерации. Геологическая карта и карта полезных ископаемых дочетвертичных образований. Лист N-39-XI. Масштаб 1:200 000. М.: ФГУГП «Волгагеология»; 2000.
10. Справочное руководство гидрогеолога. Под ред. В.М. Максимова. Л.: Недра; 1979.
11. Гидрогеология СССР. Сводный том. М.: Недра; 1976.
12. СП 104.13330.2016. Инженерная защита территории от затопления и подтопления. Актуализированная редакция СНиП 2.06.15-85. М.; 2016.
13. СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003. М.; 2012.
14. Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий «Техническое перевооружение ОСВС 7/8 и 9/10 заводов». Казань: АО «Нефтехимпроект»; 2024.

References

1. Mel'nikov M.N., Hisamutdinova E. V., Badretdinov M.A. Melnikov M.N., Khisamutdinova E.V., Badretdinov M.A. Identification of causes of uncontrolled flooding of Almetyevsk and development of proposals for its prevention. *Management of Technosphere*. 2018;1(1):17–33 (in Russian).
2. Anisimov B.V. et al. Conclusion on the causes of groundwater flooding of Almetyevsk. TatNIPIneft archives, Bugulma, 1995 (in Russian).
3. Germanova L.V. Assessment of hydrogeological conditions of the territory in the southeast of Tatarstan in connection with flooding. JSC Tatneft archives, Almetyevsk, 1997 (in Russian).
4. Shakirzyanova G.N., Maltsev K.A. Territories with special conditions of use: flooding zones. Modern Scientific Research: Theory, Methodology, Practice: Collection of scientific articles based on the materials of the IX International Scientific and Practical Conference, Ufa, December 6, 2022. Part 4. Ufa: Scientific Publishing Center "Vestnik Nauki", 2022, 167–172 (in Russian).
5. Almetyevsk Weather Statistics. Available at: https://meteo9.ru/statistics_v_almetyevske/zr3X (accessed: 23 July 2025 (in Russian)).
6. Klink B.E., Podatleva L.F. Geological Map of the Russian Federation. Geological map and map of quaternary formations mineral deposits. Sheet N-39-XI, scale 1:200,000. FGPU "Volgaggeology", 2000 (in Russian).
7. Tikhonenko N.I. et al. Hydrogeological structure and hydrogeological conditions of the Stepnoy Zay, Mell and Menzelya rivers basins (Report on the work of the Almetyevsk hydrogeological party for 1965–1967). Kuibyshev, 1967 (in Russian).
8. Dyatlova V.K., Vyazalkin I.V. Report on ecological and hydrogeological survey at a scale of 1:200,000 in the southeast of Tatarstan. Dzerzhinsk, 1998 (in Russian).
9. Solovieva M.A., Klink B.E., Podateleva L.F. Geological map of the Russian Federation. Geological map and map of useful fossils of Pre-Quaternary Formations. Sheet N-39-XI, scale 1:200,000, Volgaggeologiya, 2000 (in Russian).
10. Hydrogeologist's Reference Handbook, edited by V.M. Maksimov. Leningrad, Nedra, 1979 (in Russian).
11. Hydrogeology of the USSR. Consolidated Volume. Moscow: Nedra, 1976 (in Russian).
12. SP 104.13330.2016. Engineering Protection of the Territory from Flooding and Underflooding. Updated version of SNiP 2.06.15-85 (in Russian).
13. SP 116.13330.2012. Engineering Protection of Territories, Buildings, and Structures from Hazardous Geological Processes. Fundamentals. Updated version of SNiP 22-02-2003 (in Russian).
14. Technical Report on the Results of Engineering and Geological Surveys «Technical Refurbishment of Wastewater Treatment Plants 7/8 and 9/10.» Neftekhimproekt JSC, Kazan, 2024 (in Russian).

Об авторах

КРАСИЛЬНИКОВ Павел Анатольевич – д.г.-м.н., проф., ФГАОУ ВО Пермский национальный исследовательский политехнический университет, ORCID ID: 0000-0002-0602-6143, Researcher ID: L-4526-2013, Scopus Author ID: 57207559948, SPIN: 5077-2091

E-mail: geolnauka@gmail.com

ЯРКОВ Максим Игоревич – гидрогеолог 1 категории, ООО НИПППД «НЕДРА», асп. каф. инженерной геологии и охраны недр ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», ORCID ID: 0009-0000-7403-1959, Scopus Author ID: 59490446900

E-mail: maxforj@yandex.ru

ТАТАРКИН Алексей Викторович – д.т.н., проф. каф. Инженерной геологии и охраны недр Пермского государственного национального исследовательского университета. ул. Букирева, 15, 614000, г. Пермь, РФ. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-4446-5507>. ResearcherID: HGD-2355-2022, Scopus Author ID: 55937468700, SPIN: 3177-3869

E-mail: vsto08@mail.com

About the authors

Pavel A. KRASILNIKOV – Doct. Sci (Geology and Mineralogy), Professor, Perm National Research Polytechnic University, ORCID ID: 0000-0002-0602-6143, ResearcherID: L-4526-2013, Scopus Author ID: 57207559948, SPIN: 5077-2091

E-mail: geolnauka@gmail.com

Maxim I. YARKOV – 1 Category Hydrogeologist, LLC NIPPPPD “NEDRA”, PhD Student at the Department of Engineering Geology and Subsoil Protection, Perm State National Research University», ORCID ID: 0009-0000-7403-1959, Scopus Author ID: 59490446900

E-mail: maxforj@yandex.ru

Alexey V. TATARKIN – Doct. Sci.(Technical), Professor, Department of Engineering Geology and Subsoil Protection, Perm State National Research University. 15, Bukirev St., 15, 614000, Perm, RF. ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-4446-5507>. ResearcherID: HGD-2355-2022, Scopus Author ID: 55937468700, SPIN: 3177-3869

E-mail: vsto08@mail.com

Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации

Authors' contribution

All authors made equivalent contributions to the publication.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. The corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study.

Поступила в редакцию / Submitted 12.09.2025

Принята к публикации / Accepted 25.09.2025

ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ КАК ИНСТРУМЕНТ ПРОГНОЗА ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ИЗМЕНЧИВОСТИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА

Ю. А. Малинин^{1*}, Н.Н. Гриб^{1,2}

¹Технический институт (ф) СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Нерюнгри, Россия

²Тихоокеанский государственный университет, г. Хабаровск, Россия

* *alkor.05@mail.ru*

Аннотация

Цель работы – построение цифровой модели изменчивости физико-механических свойств Эльгинского месторождения. В качестве исходных данных была использована информация из электронных баз данных, созданных по материалам геологических отчетов, отчетов эксплуатационной разведки. Для создания геологической модели углепородного массива Эльгинского месторождения, был использован отечественный программный комплекс «Orange». На основе баз данных и используя программный комплекс «Orange», построены блочные 3D модели изменчивости физико-механических свойств: предела прочности при сжатии, предела прочности при растяжении и плотности углевмещающих пород в стратиграфических интервалах глубин У6- У5, У5-У4, У4-Н16, Н16-Н15. Современные компьютерные технологии позволяют визуализировать значения физико-механических свойств, соответствующие каждой точке двумерного сечения геологического тела. Для оценки строения и состояния массива горных пород возможно построение не полной трехмерной цифровой модели, а её аппроксимации двумерными сечениями, которые наглядно и информативно показывают пространственную изменчивость одного из физико-механических свойств. Приведен пример гипсометрических планов распределения предела прочности пород при растяжении, сжатии и объемной плотности по глубине залегания вмещающих пород, в междупластиях У₆- У₅. Исследования, по мощности междупластия, проводились с дискретизацией от 0.4 м. до 1 м., по глубине, что дало возможность проследить изменение физико-механических свойств пород как с глубиной, так и по латерали. Как видно из представленных планов, изменчивость прочностных и плотностных свойств пород достаточно велика. Предел прочности пород при одноосном сжатии, в пределах изучаемых интервалов, изменяется от 20,5 МПа до 129,9 МПа, предел прочности при одноосном растяжении, от 2,64 МПа до 11,3 МПа, объемная плотность, от 2,45 г/см³ до 2,81 г/см³. Результаты исследований позволяют проектировать и планировать разработку месторождения, а также составлять паспорта на буровзрывные работы с учетом изменчивости свойств углевмещающих пород.

Ключевые слова: Эльгинское месторождение, углепородный массив, цифровая модель, пространственная изменчивость, физико-механические свойства, горная порода, гипсометрический план, геологическая модель, предел прочности, буровзрывные работы

Для цитирования: Малинин Ю.А., Гриб Н.Н. Цифровая модель как инструмент прогноза пространственной изменчивости физико-механических свойств углепородного массива. *Вестник СВФУ*. 2025;(3): 33-43. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-33-43

DIGITAL MODEL FOR PREDICTING SPATIAL VARIABILITY OF PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES OF COAL MASSIVE

Yuri A. Malinin^{1*}, Nikolay N. Grib^{1,2}

¹Neryungri Technical Institute (branch) of North-Eastern Federal University, Neryungri, Russian Federation

²Pacific National University, Khabarovsk, Russian Federation

*alkor.05@mail.ru

Abstract

This paper focuses on building a digital model that reflects the variability of the physical and mechanical properties of the Elginskoye deposit. The initial data came from electronic databases compiled from geological and operational exploration reports. The Orange software package was used to create a geological model of the coal-bearing rock mass of the Elginskoye deposit. Block 3D models of the variability of physical and mechanical properties such as compressive strength, tensile strength, and density of carbon-bearing rocks in stratigraphic intervals at depths U6–U5, U5–U4, U4–H16, and H16–H15 were constructed. Modern computer technologies are able to visualize the values of physical and mechanical properties corresponding to each point of a two-dimensional cross-section of a geological body. Rather than constructing a complete three-dimensional digital model to assess the structure and condition of the rock mass, an approximation can be constructed using two-dimensional cross-sections, which clearly and informatively display the spatial variability of one of the physical and mechanical properties. An example is given of hypsometric plans for the distribution of rock strength under tension, compression, and bulk density at the depth of the surrounding rocks, in the interlayers U6–U5. Interlayer strength was measured at intervals ranging from 0.4 m to 1 m in depth, thereby identifying changes in the physical and mechanical properties of the rock both with depth and laterally. The presented plans demonstrate a significant variability in the strength and density properties of the rock. The strength limit of rocks under uniaxial compression, within the studied intervals, varies from 20.5 MPa to 129.9 MPa, the strength limit under uniaxial tension, from 2.64 MPa to 11.3 MPa, and the bulk density varies from 2.45 g/cm³ to 2.81 g/cm³. The results of the research can be used to design and plan the development of the deposit, as well as to draw up specifications for drilling and blasting operations, taking into account the variability of the properties of carbon-bearing rocks.

Keywords: Elginskoye deposit, coal-bearing rock mass, digital model, spatial variability, physical and mechanical properties, rock, hypsometric plan, geological model, strength limit, drilling and blasting operations

For citation: Malinin Yu. A., Grib N. N. Digital model for predicting spatial variability of physical and mechanical properties of coal massive. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(3):33-43 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-33-43

Введение

Математическая модель в геологии есть концентрированное выражение геологических знаний на языке математики. Модель – это определенная концепция. В модели мы видим лишь конечный результат наложенных друг на друга, сложным образом переплетенных геологических процессов. На сегодняшний день в мировой практике для создания геологических моделей применяют такие программные комплексы как: Micromine, Geomodeler, Petrel, РН-ГЕОСИМ, Orange, DV-Geo, ГГИС “Майнфрейм” и другие.

В текущих реалиях, основной тенденцией развития горнодобывающей отрасли России является цифровизация управления горными предприятиями на основе внедрения отечественного программного обеспечения, обеспечивающего технологический суверенитет страны. [1] Поэтому такие программные комплексы как «Майнфрейм», РН-ГЕОСИМ, «Orange» и др., активно внедряют на горно-геологических предприятия России и страны ближнего зарубежья.

Объединение различных источников информации о недрах является неотъемлемой частью в процессе создания реалистичных геологических моделей. Часто имеющиеся геологические

данные из скважин и обнажений не равномерно распределены по площади, и база данных для моделирования дополняется геофизическими данными для лучшего понимания трехмерных литологических, структурных и гидрологических особенностей в исследуемой области. [2]

Одним из ключевых аспектов создания эффективной цифровой модели, является выбор подходящих методов математического моделирования. В зависимости от поставленных задач и доступных данных, могут применяться различные подходы, такие как геостатистические методы (кригинг, симуляции), методы конечных элементов, дискретных элементов и другие. Геостатистические методы позволяют интерполировать значения параметров между точками наблюдений, учитывая пространственную корреляцию данных. Методы конечных и дискретных элементов используются для моделирования механического поведения массива под воздействием внешних нагрузок и внутренних напряжений [3-4].

Угленосный массив, представляющий собой сложную геологическую структуру, характеризуется значительной пространственной изменчивостью свойств. Прогнозирование этой изменчивости является критически важной задачей для эффективного планирования и безопасной эксплуатации месторождений полезных ископаемых. Традиционные методы, основанные на дискретных данных бурения и геофизических исследований, зачастую оказываются недостаточными для точной оценки характеристик массива в межскважинном пространстве. В этой связи, разработка и применение цифровых моделей угленосного массива приобретает все большую актуальность.

Материалы и методы

Геологические данные формируют фундаментальную основу для 3D геологического моделирования и играют ключевую роль в создании, уточнении и оценке геологических моделей. Использование данных, характеризующихся различным разрешением, происхождением, слоями и размерами, значительно повышает точность и надежность этих моделей [5]. В последние годы 3D-моделирование стало катализатором прогресса, который недавно стал чрезвычайно важным инструментом, открывающим новые направления изучения месторождений полезных ископаемых [6].

Цифровая модель, в данном контексте, представляет собой комплексное представление геологической среды, основанное на интеграции разнородных данных и математическом моделировании. Она позволяет не только визуализировать структуру массива, но и прогнозировать пространственное распределение ключевых параметров, таких как прочность, плотность, трещиноватость, газонасыщенность и другие. Создание цифровой модели включает в себя этапы сбора и обработки данных, выбора адекватной математической модели, калибровки модели на основе имеющихся данных и верификации полученных результатов.

Создание геологической модели – это итеративный процесс, который требует тесного взаимодействия геолога и пользователя. Геологические знания и опыт необходимы для принятия обоснованных решений на каждом этапе моделирования. Точность и качество исходных данных оказывают существенное влияние на точность и надежность модели. Поэтому уделялось особое внимание сбору, валидации и обработке данных. Выбор параметров моделирования (например: размеры блоков, методы интерполяции, параметры триангуляции) обосновывались в соответствии с геологическими особенностями месторождения и целям моделирования. Тщательная валидация модели на каждом этапе является обязательным условием для обеспечения ее достоверности и пригодности для использования в планировании горных работ.

Объект исследования – Эльгинское каменноугольное месторождение, одно из крупнейших месторождений мира по запасам каменного угля, со сложными горно-геологическими условиями. Разрывные нарушения, которые представлены сбросами, взбросами и пологими надвигами имеют субширотное и субмеридиальное простирание. Геологический разрез Нерюнгриканской свиты на 70% сложен переслаивающимися крупно-, средне- и мелкозернистыми песчаниками.

На юге центральной части района отложения свиты, в ее основании залегает горизонт базальтовых конгломератов. Значительная часть месторождения расположена в зоне распространения многолетнемерзлых пород, что усложняет его отработку [7].

Для создания геологической модели углепородного массива Эльгинского месторождения, был применен отечественный программный комплекс «Orange». В качестве исходных данных были использованы данные «Базы данных» созданных по материалам геологических отчетов, отчетов эксплуатационной разведки [8].

Первым шагом в геологическом моделировании являлось построение концептуальной модели. Концептуальная модель формирует основу для выбора типа модели и выбора подходов к моделированию в цифровом 3D геологическом моделировании. Во время детерминированного геологического моделирования любые геологические интерпретации основывались на геологическом понимании из концептуальной модели и поэтому имеют важное значение, особенно в областях с небольшим количеством данных [9].

В процессе исследования создана цифровая модель поверхности площади Эльгинского месторождения. Эта модель служит основой для дальнейших исследований (рис. 1).

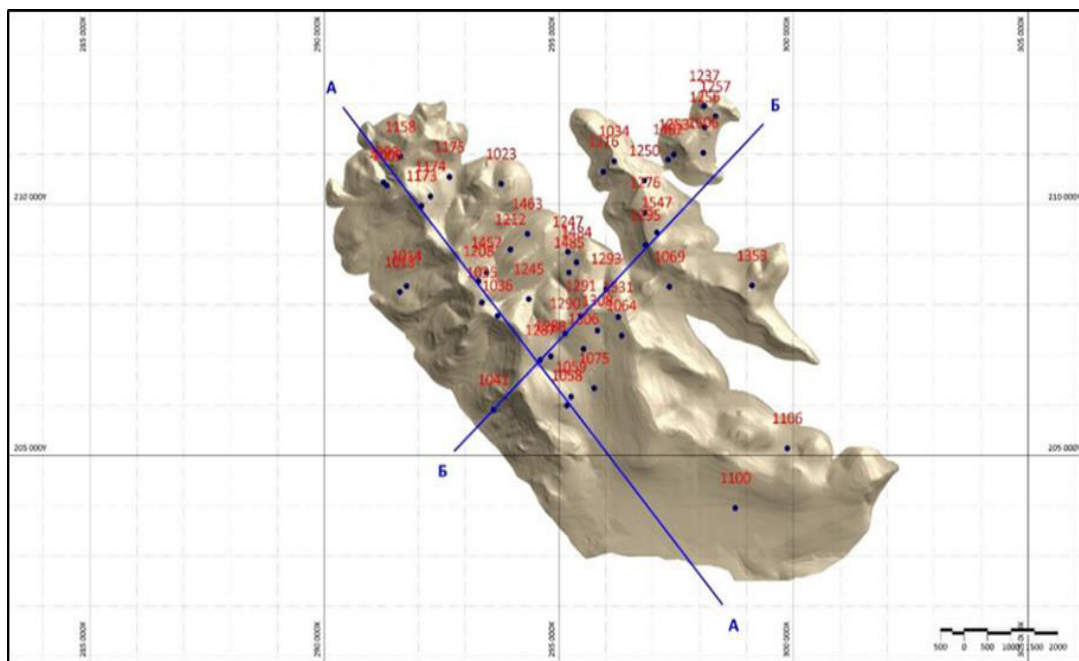


Рис. 1. 3D модель поверхности Эльгинского месторождения

Fig. 1. 3D model of the surface of the Elginskoye field

Результаты

Первым этапом геологического моделирования является сбор и анализ имеющейся геологической информации. Сюда входят данные бурения, геофизических исследований, результаты лабораторных исследований геологических проб, геологические карты и другие геологические материалы по месторождению. Важным аспектом является верификация и корректировка данных, выявление возможных ошибок и противоречий.

На основе собранных данных создавалась структурная модель месторождения. Она отображает пространственное расположение геологических слоев, разломов, складок и другой геологической информации.

Ниже приведены блочные 3D модели изменчивости физико-механических свойств: предела прочности при сжатии ($s_{сж}$), предела прочности при растяжении ($s_{р}$) и плотности угвещающих пород (γ) (рис. 2-4).

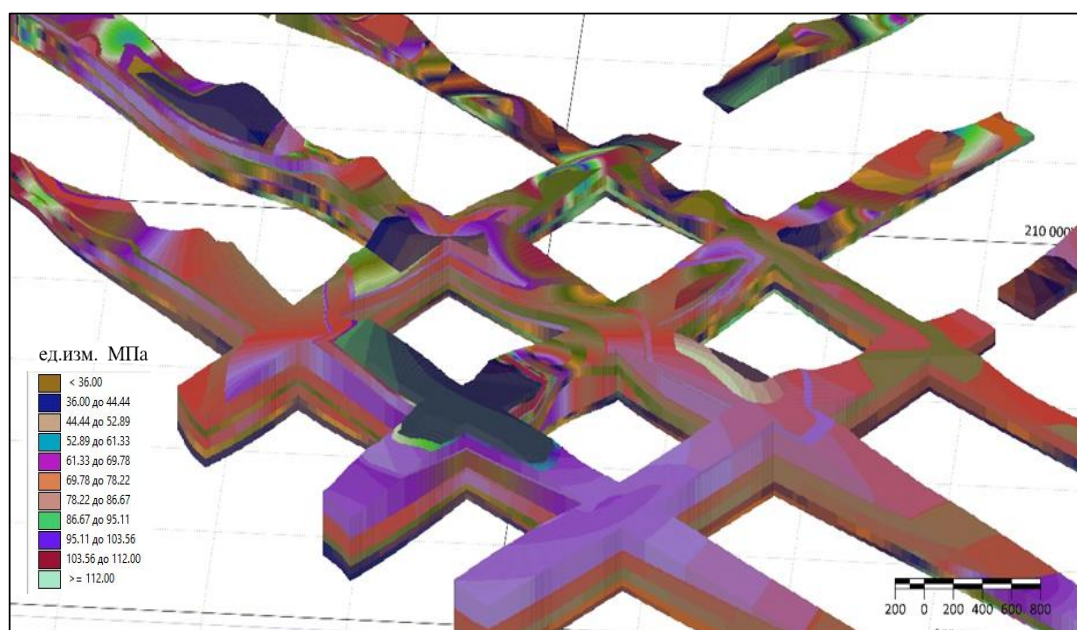


Рис. 2. Блочная 3D модель изменчивости предел прочности на одноосное сжатие МПа, г/см³

Fig. 2. Block 3D model of variability of uniaxial compressive strength

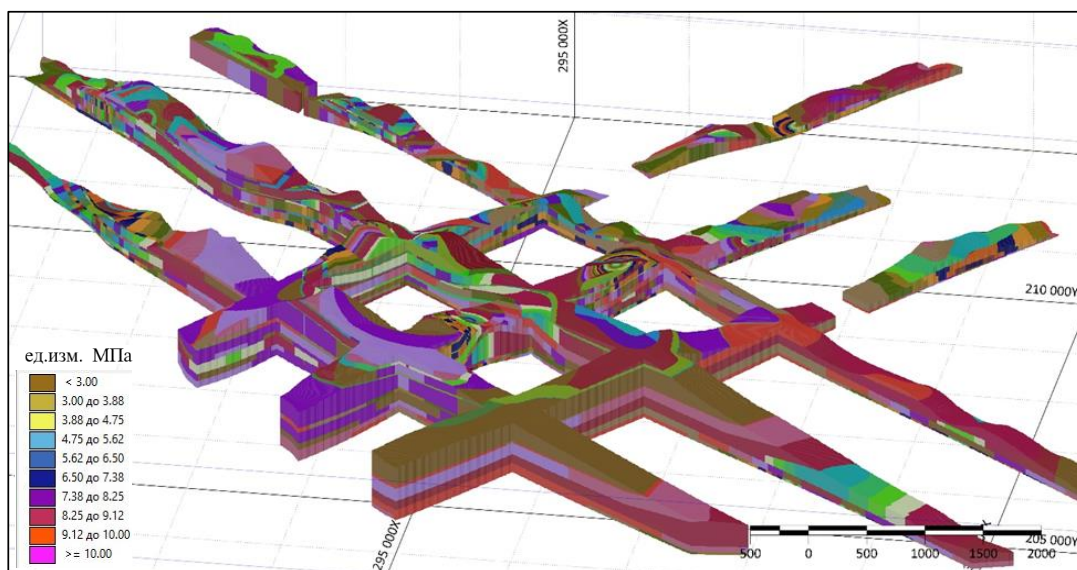


Рис. 3. Блочная 3D модель изменчивости предел прочности на одноосное растяжение

Fig. 3. Block 3D model of variability of uniaxial tensile strength

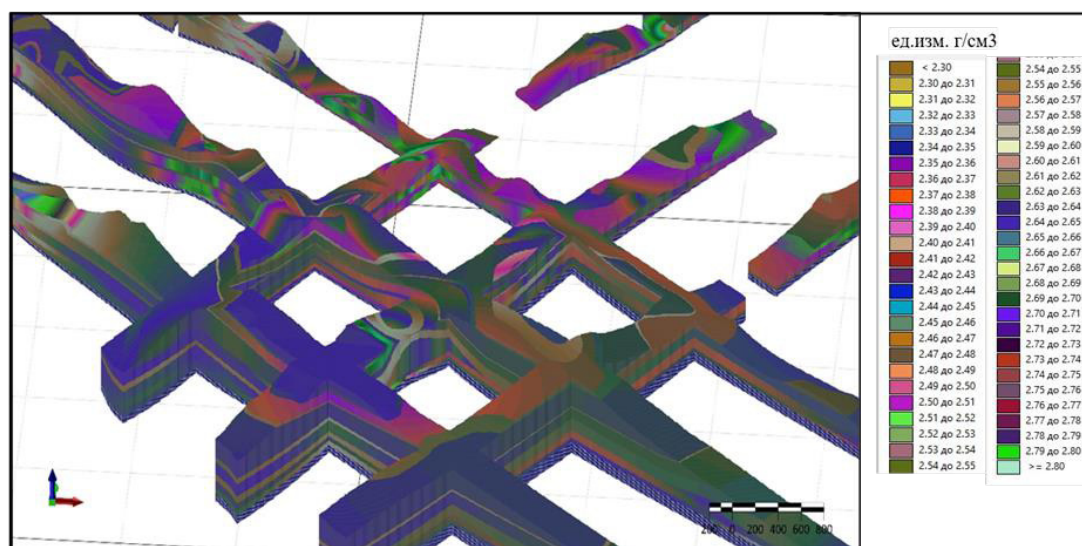


Рис. 4. Блочная 3D модель изменчивости плотности углевмещающих пород

Fig. 4. Block 3D model of density variability of coal-bearing rocks

Современные компьютерные технологии позволяют визуализировать значения физико-механических свойств, соответствующие каждой точке двумерного сечения (вертикального разреза) геологического тела. Для оценки строения и состояния массива горных пород возможно построение не полной трехмерной цифровой модели, а её аппроксимации двумерными сечениями, которые наглядно и информативно показывают пространственную изменчивость одного из физико-механических свойств по выбору ($s_{сж}$, s_p , ρ) [10].

Эльгинское каменноугольное месторождение обладает литологическим разнообразием, представленным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, наличие горизонтов туфопесчаников и конгломератов которые вносят существенный вклад в вариативность прочностных и плотностных свойств. Песчаники, как правило, обладают более высокими показателями прочности на сжатие и растяжение по сравнению с алевролитами, аргиллитами, туфопесчаниками [11]. Наличие разломов, водоносных горизонтов и вечной мерзлоты оказывает существенное влияние на прочность и устойчивость массива горных пород. Также важно учитывать анизотропию свойств, обусловленную слоистостью и трещиноватостью пород.

Углевмещающие породы характеризуются в основном средней прочностью, оцениваемой по усредненным значениям, сопротивлением сжатию 42-78 МПа и сопротивлением растяжению 5,3-9,1 МПа. Преобладающие значения величины сцепления пород составляют 13-22 МПа, угол внутреннего трения колеблется в пределах 32-36°, и лишь конгломераты отличаются более низким углом внутреннего трения, составляющим в среднем 28° [12].

По результатам созданных баз данных [8] и используя программный комплекс «Orange», было выполнено районирование углевмещающих пород по пределу прочности при сжатии ($s_{сж}$), при растяжении (s_p), плотности (ρ), в стратиграфических интервалах $Y_6 - Y_5$, $Y_5 - Y_4$, $Y_4 - H_{16}$, $H_{16} - H_{15}$.

На рис. 5-7 приведены примеры гипсометрических планов распределения предела прочности пород при растяжении (s_p) и сжатии ($s_{сж}$), и объемной плотности по глубине залегания вмещающих пород, в междупластиях $Y_6 - Y_5$. Все исследования проводились с интервалом дискретизации от 0.4 м. до 1 м., по глубине, что дало возможность проследить изменение физико-механических свойств пород как с глубиной, так и по латерали. Как видно из представ-

ленных планов, изменчивость прочностных и плотностных свойств пород достаточно велика. Предел прочности пород на сжатие, в пределах изучаемых интервалов, изменяется от 20,5 МПа до 129,9 МПа.

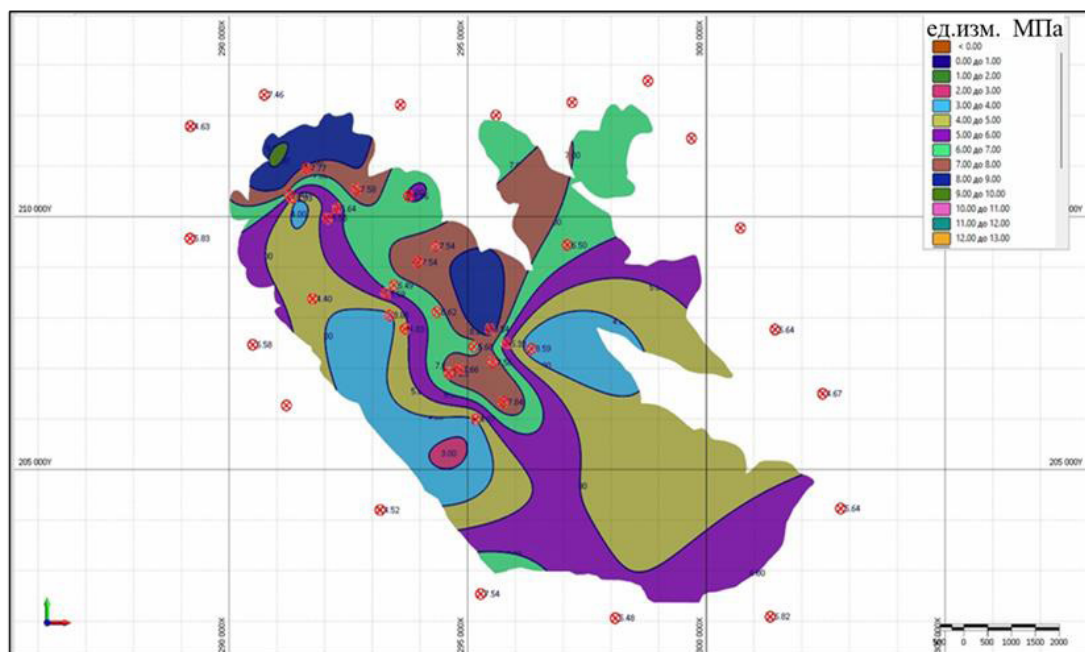


Рис. 5. Гипсометрический план изменчивости показателей предела прочности пород при растяжении (стратиграфический интервал $У_6$ - $У_5$)

Fig. 5. Hypsometric plan of variability of rock tensile strength indicators (stratigraphic interval U_6 - U_5)

Изменения предела прочности пород при растяжении (s_p) в пределах месторождения, по стратиграфическом интервалу $У_6$ - $У_5$, для Эльгинского каменноугольного месторождения прослеживается в сторону увеличения от центральной части месторождения в направлении северо-запада. Зоны понижения показателя распространены не равномерно, от центра на северо-запад узкой полосой. В восточном направлении преобладают средние показатели. Из анализа гипсометрического плана следует не равномерность распределения показателя по площади месторождения, при этом выделяются локальные места повышения s_p . Предел прочности пород при растяжении изменяется от 2,64 МПа до 11,3 МПа при среднем значении 6,41 МПа (рис. 5).

На рис. 6 представлен гипсометрический план изменения предела прочности пород при сжатии ($s_{сж}$), по латерали, в пределах стратиграфического интервала $У_6$ - $У_5$ для Эльгинского каменноугольного месторождения. Значения прочностных свойств пород, как по простиранию, так и в крест простирания, имеют как локальную, так и закономерную изменчивость. Увеличение показателя прослеживается в южной и юго-восточной частях месторождения. Наблюдается локальное площадное увеличение показателя на северо-западе участка. В центральной части мы можем наблюдать локальный участок с наиболее низкими значениями показателя. Предел прочности пород при сжатии изменяется от 43,2 МПа до 108,2 МПа, при среднем значении 71,41 МПа.

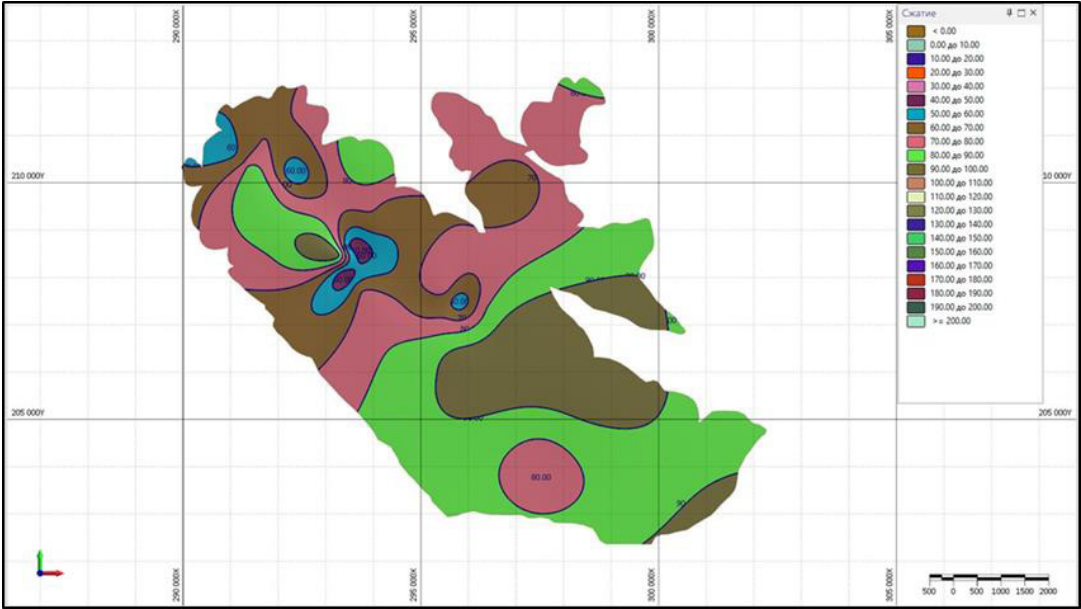


Рис. 6. Гипсометрический план изменчивости показателей предела прочности пород при сжатии (стратиграфический интервал U_6-U_5)

Fig. 6. Hypsometric plan of variability of the indicators of the ultimate strength of rocks under compression (stratigraphic interval U_6-U_5)

На рис. 7 представлен гипсометрический план изменения объемной плотности по площади месторождения, в стратиграфическом интервале U_6-U_5 , для Эльгинского каменноугольного месторождения. Как видно из представленного плана, значения плотностных свойств пород в

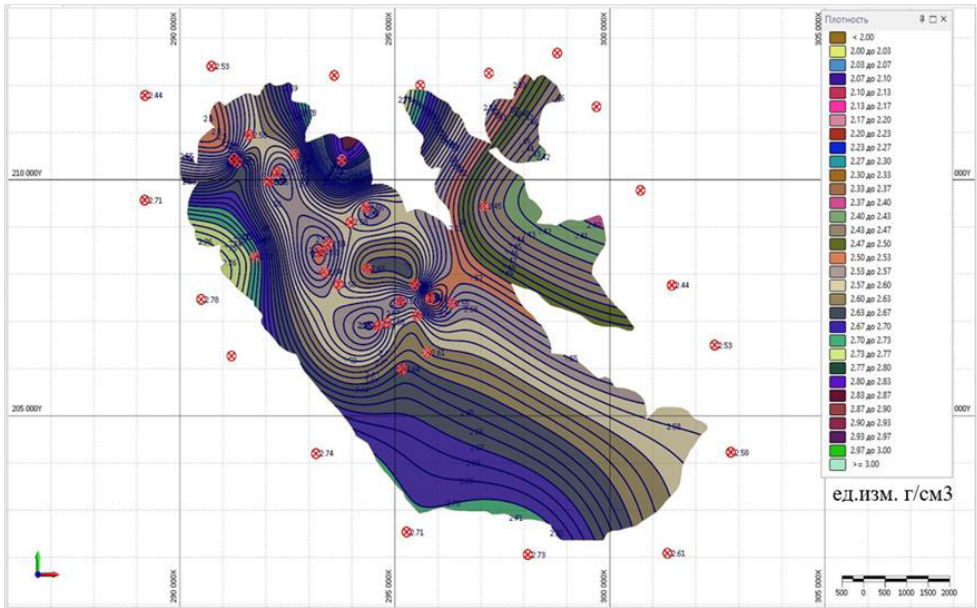


Рис. 7. Гипсометрический план изменчивости плотностных свойств пород (стратиграфический интервал U_6-U_5)

Fig. 7. Hypsometric plan of variability of density properties of rocks (stratigraphic interval U_6-U_5)

горизонтальном направлении колеблются в довольно широких пределах. Средний показатель имеет вытянутое распространение с северо-запада на юго-восток. Участки с понижением показателя наблюдаются локально, на западном и северо-восточном крыле. Увеличение показателя прослеживается на юге, юго-востоке и локально на северо-западе. Естественная плотность пород изменяется от 2,45 г/см³ до 2,81 г/см³, при среднем значении 2,60 г/см³.

Заключение

Результаты работы, представленные в данном исследовании, показали сложную структуру распределения физико-механических свойств пород по площади месторождения, но в тоже время это позволило нам детализировать и выделить локальные места участков пород с завышенными или заниженными показателями. Из анализа гипсометрических планов следует, что значения физико-механических свойств пород, как по простиранию, так и в крест простирания, имеют как локальную, так и закономерную изменчивость. Предел прочности пород при одноосном сжатии, в пределах изучаемых интервалов, изменяется от 20,5 МПа до 129,9 МПа, предел прочности при одноосном растяжении, от 2,64 МПа до 11,3 МПа, объемная плотность, от 2,45 г/см³ до 2,81 г/см³.

Цифровая модель изменчивости физико-механических свойств позволяет повысить эффективность планирования и безопасность эксплуатации месторождений полезных ископаемых, а также снизить риски возникновения аварийных ситуаций.

Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда, проект № 24-17-20031

This work was supported by a grant from the Russian Science Foundation, project No. 24-17-20031.

Литература

1. Лукичев С.В. Развитие отечественного программного обеспечения – это не только решение задачи импортозамещения, но и обеспечения технологической независимости страны. *Горная промышленность*. 2022;(2):12–14. EDN MOBTNH.
2. Madsen R.B., Nøyer A.-S., Andersen L.T., Møller I., Hansen T.M. Geology-driven modeling: A new probabilistic approach for incorporating uncertain geological interpretations in 3D geological modeling. *Engineering Geology*. 2022; 309:106833. DOI: 10.1016/j.enggeo.2022.106833.
3. Анистратов К.Ю., Наговицын О.В., Наговицын Г.О., Васильева М.О. Формирование цифровой модели угольного месторождения в горно-геологической информационной системе МАЙНФРЭЙМ. *Горная промышленность*. 2024;(3):64–69. DOI 10.30686/1609-9192-2024-3-64-69. EDN HAVWGI.
4. Кноринг Л.Д., Деч В.Н. *Геологу о математике. Советы по практическому применению*. – Л.: Недра, Ленинград, 1989 г., 208 стр., УДК: 550:51, ISBN: 5-247-00537-6.
5. Cao X., Liu Z., Hu C., Song X., Quaye, J.A., Lu N. Three-dimensional geological modelling in earth science research: An in-depth review and perspective analysis. *Minerals*. 2024;14(7):686. DOI: 10.3390/min14070686.
6. Dyczko A. The geological modelling of deposits, production designing and scheduling in the JSW SA Mining Group. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*. 2023;39(1):35–62. DOI: 10.24425/gsm.2023.144628.
7. Угольная база России. Т.В. Кн.2. Угольные бассейны и месторождения Дальнего Востока России (Республика Саха, Северо-Восток, о. Сахалин, п-ов Камчатка) / В. И. Подолян, Т. Н. Елисафенко, Ю. П. Пензин [и др.] ; под редакцией В. Ф. Череповского. – 2-е изд. – Москва: Геоинформмарк, 2024. – 640 с. – ISBN 5-900357-32-5 (т. V), 5-900357-15-5.
8. Малинин Ю.А., Гриб Н.Н. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2018621148 Российская Федерация. Данные по физико-механическим свойствам и литологическим разностям вскрышных пород Эльгинского месторождения: № 2018620812: заявл. 18.06.2018: опубл. 25.07.2018 / Ю. А. Малинин, Н. Н. Гриб; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова». – EDN GSZDBO.

9. Høyer A.S., Sandersen P.B.E., Andersen L.T., Madsen R.B., Mortensen M.H., Møller I. Evaluating the chain of uncertainties in the 3D geological modelling workflow. *Engineering Geology*. 2024; 343:107792. DOI: 10.1016/j.enggeo.2024.107792.

10. Гриб Н.Н., Кузнецов П.Ю., Терещенко М.В., Редлих Э.Ф. Моделирование пространственной изменчивости физико-механических свойств массива горных пород. Тенденции развития науки и образования. 2018;(44–5):90–96. DOI 10.18411/lj-11-2018-139. EDN EOFSAW.

11. Скоморошко Ю.Н., Гриб Н.Н., Кузнецов П.Ю. Типизация углевмещающих пород Эльгинского месторождения по комплексному параметру устойчивости. *Успехи современного естествознания*. 2017;(6):90–95. EDN ZBNCKX.

12. Гриб Н.Н., Самохин А.В. *Физико-механические свойства углевмещающих пород Южно-Якутского бассейна*. Новосибирск: Наука; 1999.

References

1. Lukichev SV. The development of domestically produced software is not only about import substitution, but also securing the country's technological independence. *Russian Mining Industry*. 2022;(2):12–14 (in Russian).

2. Madsen RB, Høyer A-S, Andersen LT, et al. Geology-driven modeling: A new probabilistic approach for incorporating uncertain geological interpretations in 3D geological modeling. *Engineering Geology*. 2022; 309:106833. DOI: 10.1016/j.enggeo.2022.106833.

3. Anistratov KY, Nagovitsyn OV, Nagovitsyn GO, et al. Designing a digital model of a coal deposit in the MINEFRAME mining and geological information system. *Russian Mining Industry*. 2024;(3):64–69 (in Russian). DOI: 10.30686/1609-9192-2024-3-64-69.

4. Knoring LD, Dech VN. *Mathematics for geologists: Practical application tips*. Leningrad: Nedra; 1989.

5. Cao X, Liu Z, Hu C, Song X, et al. *Three-dimensional geological modelling in earth science research: An in-depth review and perspective analysis*. *Minerals*. 2024;14(7):686. DOI: 10.3390/min14070686.

6. Dyczko A. The geological modelling of deposits, production designing and scheduling in the JSW SA Mining Group. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*. 2023;39(1):35–62. DOI: 10.24425/gsm.2023.144628.

7. *Coal resources of Russia. Vol. 5, Book 2: Coal basins and deposits of the Russian Far East (Republic of Sakha, Northeast, Sakhalin Island, Kamchatka Peninsula)*. Moscow: Geoinform-Mark; 2024:640.

8. Malinin YuA, Grib NN. *Data on the physical and mechanical properties and lithological differences of overburden rocks at the Elginskoye deposit* [Database]. Certificate of state registration of the database No. 2018621148 Russian Federation. Published on 25 July 2018. Bulletin No. 8.

9. Høyer AS, Sandersen PBE, Andersen LT, et al. Evaluating the chain of uncertainties in the 3D geological modelling workflow. *Engineering Geology*. 2024;343:107792. DOI: 10.1016/j.enggeo.2024.107792.

10. Grib NN, Kuznetsov PYu, Tereshchenko MV, et al. Modeling spatial variability of physical and mechanical properties of rock mass. *Tendentsii razvitiya nauki i obrazovaniya*. 2018;(44–5):90–96 (in Russian). DOI: 10.18411/lj-11-2018-139.

11. Skomoroshko YuN, Grib NN, Kuznetsov PYu. Classification of coal-bearing rocks at the Elginskoye deposit according to a comprehensive stability parameter. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*. 2017;(6):90–95. (in Russian).

12. Grib NN, Samokhin AV. *Physical and Mechanical Properties of Carbon-Bearing Rocks in the South Yakutsk Basin*. Novosibirsk: Nauka; 1999 (in Russian).

Сведения об авторах

МАЛИНИН Юрий Анатольевич – ст. преп. каф. «Горное дело Технического института (ф) СВФУ в г. Нерюнгри, ORCID: 0000-0002-7473-2808, Scopus Author ID: 57216346906, SPIN-код: 6282-6715
E-mail: alkor.05@mail.ru

ГРИБ Николай Николаевич – д.т.н., проф. каф. «Горное дело» Технического института (ф) СВФУ в г. Нерюнгри, вед. науч. сотрудник, Тихоокеанского государственного университета, ORCID: 0000-0002-3818-9473, SPIN-код: 6449-8738, AuthorID: 303099, ResearcherID: S-7236-2016, Scopus Author ID: 58929566100, ORCID: 0000-0002-3818-9473
E-mail.ru: grib-n-n@yandex.ru

About the authors

Yuri A. MALININ – Senior Lecturer, Mining Engineering Department, Neryungri Technical Institute (branch) of North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0002-7473-2808, Scopus Author ID: 57216346906, SPIN-код: 6282-6715

e-mail: alkor.05@mail.ru

Nikolay N. GRIB – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Mining Engineering Department, Neryungri Technical Institute (branch) of North-Eastern Federal University, Leading Researcher, Pacific National University, ORCID: 0000-0002-3818-9473, SPIN-код: 6449-8738, AuthorID: 303099, ResearcherID: S-7236-2016, Scopus Author ID: 58929566100, ORCID: 0000-0002-3818-9473

E-mail: grib-n-n@yandex.ru

Вклад авторов

Гриб Н.Н. – разработка концепции, методология, проведение статистического анализа, администрирование данных

Малинин Ю.А. – программное обеспечение, верификация данных, проведение исследования, ресурсное обеспечение исследования

Authors' contribution

Grib N.N. – conceptualization, methodology, formal analysis, data curation

Malinin Y.A. – software, validation, investigation, resources

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. Corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study

Поступила в редакцию / Submitted 10.07.2025

Принята к публикации / Accepted 04.08.25

МОНЕТИЗАЦИЯ ГАЗА БЕЗ ТРУБ

Сивцев А.И.^{1*}, Рожин И.И.², Кычкина В.Г.¹

¹Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск, Россия

²Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФИЦ «Якутский научный центр СО РАН», Якутск, Россия

*maraday@yandex.ru

Аннотация

В статье рассматриваются проблемы и пути эффективной утилизации попутного нефтяного газа. Обозначены геологические причины избыточной добычи попутного нефтяного газа на разрабатываемых месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы на юго-западе Республики Саха (Якутия). Отмечена нецелесообразность утилизации попутного нефтяного газа путем генерации электроэнергии из-за переизбытка последней в регионе. Перечислены инфраструктурные, технологические и фискальные факторы, способствующие сжиганию попутного нефтяного газа на факелах. На основе территориального расположения разрабатываемых месторождений выделены Талаканская, Ботуобинская и Мирнинская локации нефтедобычи. Представлены запасы растворенного газа и газа газовых шапок по разрабатываемым месторождениям нефти в процентах от суммарного запаса разрабатываемых месторождений. Сделан вывод, что наиболее обеспеченной запасами газа является Ботуобинская локация нефтедобычи с избыточной добычей попутного нефтяного газа. Для эффективной утилизации попутного нефтяного газа предложено организовать на территории Ботуобинской локации нефтедобычи крупного потребителя газа (энергии) в виде центров обработки данных (ЦОД) с выходом волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) до Северного Китая. Укрупненными расчетами показана выгодная разница (более чем 50 раз) в стоимости проложения линии ВОЛС относительно строительства газопровода с аналогичной протяженностью. Сделано заключение, что отдаленность территории, наличие дешёвого источника энергии и бесплатный холодный климат будут определять преимущество по всем основным процессам энергопотребления ЦОД. Для нивелирования затрат, связанных со строительством на труднодоступных районах, предлагается применить налоговые послабления к объектам строительства по утилизации попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, растворенный газ, прорывной газ, запасы газа, локации по добыче нефти, утилизация газа, центры обработки данных, волоконно-оптические линии связи, газопровод

Для цитирования: Сивцев А.И., Рожин И.И., Кычкина В.Г. Монетизация газа без труб. *Вестник СВФУ*. 2025; (3):44-54. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-44-54

Original article

GAS MONETIZATION WITHOUT PIPES

Alexey I. Sivtsev^{1*}, Igor I. Rozhin², Vilena G. Kychkina¹

¹M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russia

²Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Federal Research Center "Yakut Scientific Center of SB RAS", Yakutsk, Russia

*maraday@yandex.ru

Abstract

The article considers the problems and ways of efficient utilization of associated petroleum gas. The geological causes of excess production of associated petroleum gas at the developed fields of the Nepa-Botuobinskaya anticline in the southwest of the Republic of Sakha (Yakutia) are designated. The inexpediency of utilizing associated petroleum gas by generating electricity is noted due to the excess of the latter in the region. The infrastructural, technological and fiscal factors contributing to the flaring of associated petroleum gas are listed. Based on the territorial location of the developed fields, the Talakanskaya, Botuobinskaya and Mirninskaya oil

production locations are identified. The reserves of dissolved gas and gas cap gas for the developed oil fields are presented as a percentage of the total reserves of the developed fields. It is concluded that the Botuobinskaya oil production location with excess production of associated petroleum gas is the one with the best gas reserves. For the efficient utilization of associated petroleum gas, it is proposed to organize a large gas (energy) consumer in the form of data processing centers (DPC) with fiber-optic communication lines (FOCL) to Northern China on the territory of the Botuobinskaya oil production location. Aggregated calculations show a favorable difference (more than 50 times) in the cost of laying a FOCL line relative to the construction of a gas pipeline with a similar length. It is concluded that the remoteness of the territory, the availability of a cheap energy source and a free cold climate will determine the advantage in all the main processes of energy consumption of the DPC. To level out the costs associated with construction in hard-to-reach areas, it is proposed to apply tax breaks to construction projects for the utilization of associated petroleum gas.

Keywords: associated petroleum gas, solution gas, breakthrough gas, gas reserves, oil production locations, gas utilization, data processing centers, fiber-optic communication lines, gas pipeline

For citation: Sivtsev A.I., Rozhin I. I., Kychkina V.G. Gas monetization without pipes. *Vestnik of North-Eastern Federal University. Earth Sciences*. 2025; (3):44–54 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-44-54

Введение

Природные ресурсы ограничены и не возобновляются, поэтому приоритетной целью любого государства является эффективное использование природных ресурсов в народном хозяйстве.

Актуальной проблемой в нефтегазовом секторе является утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ). Зачастую нефтегазовые компании, ведущие свою хозяйственную деятельность на отдаленных территориях, просто сжигают этот ценный ресурс. В свою очередь, это влечет за собой экономические и экологические потери, и противоречит государственной политике по переводу экономики к низкоуглеродной и энергоэффективной траектории развития.

Выполнение Постановления правительства РФ № 1148 от 08.11.2012 года «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» обязывает решить актуальную проблему утилизации ПНГ.

В условиях инфраструктурных ограничений и в виду высокой инвестиционной емкости традиционных проектов по монетизации газовых ресурсов, в том числе ПНГ необходим поиск альтернативных подходов.

Материалы и методы

Материалами исследования послужили данные Государственного баланса запасов углеводородного сырья по Республике Саха (Якутия) и открытые данные по теме исследования. Основными методами исследования явились обобщение, анализ и способ аналогий.

Факторы избыточной добычи и сжигания ПНГ

Проблема утилизации ПНГ является актуальной для всех нефтедобывающих компаний на территории юго-западной части Республики Саха (Якутия). Отличительной чертой всех крупных и средних нефтесодержащих месторождений Республики Саха (Якутия) является сосредоточение залежей нефти к тонким оторочкам [1]. Главным фактором наличия тонких нефтяных оторочек на месторождениях республики является незначительная толщина продуктивных горизонтов.

В разрезе терригенного венда юго-западной Якутии выделяются три основных продуктивных горизонта (снизу вверх): талахский, хамакинский и ботуобинский. К этим горизонтам приурочены основные балансовые запасы нефти и газа региона. Средняя общая толщина ботуобинского горизонта в регионе составляет 20 м [2]. Хамакинский горизонт характеризуется сложным строением, высокой неоднородностью слагающих его отложений, значительной

изменчивостью толщин (от 0 до 40 м). Например, в пределах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет всего 10,7 м, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,6 м [3]. По мнению А. М. Фомина и др. [2], наиболее благоприятными условиями для формирования залежей углеводородов в талахском продуктивном горизонте являются пролювиально-аллювиальные и мелководно-морские осадки с толщинами до 20 м.

Достаточно подробный анализ распределения толщин основных карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области приведен в работе А. С. Пономаренко [4], где подтверждается, что эффективные толщины продуктивных горизонтов имеют величину в пределах первых десятков метров. Продуктивные горизонты Вилуйского газонасного района также не отличаются большими толщинами. Средняя толщина продуктивных горизонтов составляет 10-15 м [5]. Максимальные толщины продуктивных горизонтов фиксируются в таганджинской свите нижнего триаса (около 50 м) [6], но с учетом внутренней неоднородности эффективные газонасыщенные толщины не превышают 28,4 м.

С позиций общей истории геологического развития [7], обусловившей схожесть геологических разрезов, все указанные особенности месторождений нефти и газа Лено-Тунгусской и Лено-Вилуйской нефтегазоносных провинций с высокой долей вероятности будут характерны и для месторождений нефти и газа, которые будут открыты в Арктической зоне Якутии.

Небольшие по толщине нефтяные оторочки при разработке обуславливают высокий уровень газового фактора за счет прорывных газов из газовых шапок. Доля прорывных газов в общем объеме ПНГ может быть на порядок больше доли растворенного в нефти газа [8, 9].

Для решения проблемы утилизации ПНГ на государственном уровне предусматривается предоставление приоритетного доступа на оптовый рынок электроэнергии тепловым электростанциям, использующим в качестве основного топлива нефтяной (попутный) газ или продукты его переработки.

В условиях Западно-Якутского кластера производство электроэнергии экономически нецелесообразно, т.к. ограниченный рынок потребления электроэнергии с большим запасом покрывается мощностями каскада Вилуйской ГЭС (680 МВт).

К тому же, особенностью попутного (т.е. сопровождающего нефть) газа является принадлежность его углеводородов к классу алканов, иными словами наименее реакционно-способных углеводородов, что осложняет процесс химической переработки газа [10].

Из-за неподготовленности инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, а также во избежание затрат на его переработку большинство нефтегазодобывающих компаний просто сжигают ПНГ на факелах.

Сжиганию ПНГ на факелах способствуют следующие факторы:

- удаленность скважин от объектов газопереработки;
- дороговизна создания системы сбора, подготовки и транспортировки газа;
- обратная закачка газа в пласт требует больших капиталовложений (дожимные компрессорные станции, бурение нагнетательных скважин и строительство систем трубопроводов) и сопряжена с угрозами появления неуправляемых процессов в пласте (осложнение разработки, перетоки на другие пласты и т.д.);
- непостоянство места и объемов добываемого попутного газа;
- присутствие примесей, затрудняющих переработку;
- экологические штрафы за сжигание ПНГ значительно ниже затрат на его утилизацию.

При сжигании ПНГ в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ: частицы сажи, углекислый газ, диоксид серы. При этом безвозвратно растрачивается ценный природный энергетический ресурс. Для решения вышеприведенных предлагаем метод монетизации газового сырья без строительства капиталоемкой газотранспортной инфраструктуры используя природно-климатические преимущества региона.

Оценка потенциала добычи ПНГ

Всего на 01.01.2025 г. по Республике Саха (Якутия) в промышленной разработке находятся 12 нефтесодержащих месторождений в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) (рис. 1).

При оценке потенциала добычи ПНГ будем учитывать объёмы не только растворенного газа, но и объёмы газа газовых шапок. Считаем, что остаточные запасы газов газовых шапок после выработки нефтяных залежей могут быть вовлечены в процесс монетизации газа. В таблице 1 приведены запасы отдельных месторождений по категориям А+В1+В2 в процентах от суммарных запасов 12 месторождений, находящихся в промышленной разработке.

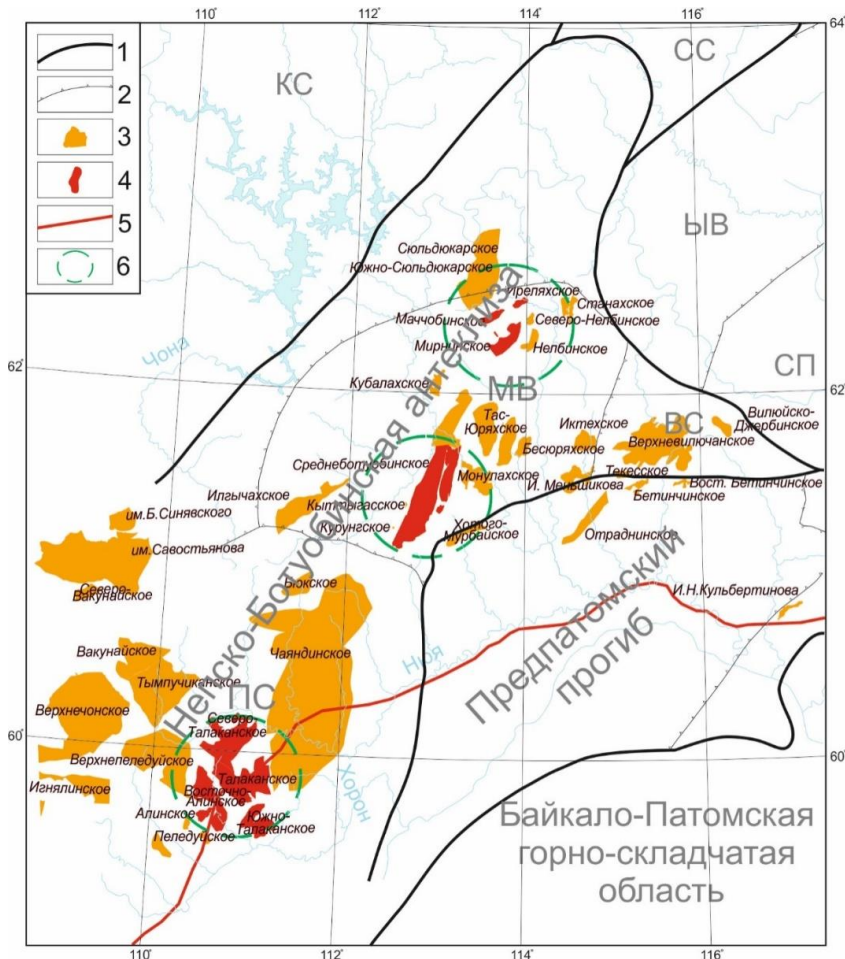


Рис. 1. Месторождения нефти и газа Юго-Западной Якутии

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносных областей, 2 – границы структур 1 порядка, 3 – месторождения нефти и газа, 4 – разрабатываемые месторождения в пределах Республики Саха (Якутия) без учета Чаяндынского НГКМ, 5 – магистральный газопровод «Сила Сибири», 6 – основные локации добычи нефти.

Буквенные обозначения: КС – Кузейская синеклиза, СС – Сюдджерская седловина, YV – Ыгыаттинская впадина, SP – Сунтарское поднятие, PS – Пеледуйский свод, MV – Мирнинский выступ.

Fig. 1. Oil and gas fields of South-Western Yakutia

Legend: 1 – boundaries of oil and gas regions, 2 – boundaries of 1st order structures, 3 – oil and gas fields, 4 – developed fields within the Republic of Sakha (Yakutia) excluding the Chayandinsky oil and gas field, 5 – Power of Siberia gas pipeline, 6 – main locations of oil production.

Letter designations: KS – Kureyskaya syncline, SS – Syudzherskaya saddle, YV – Ygyattinskaya depression, SP – Suntarskaya uplift, PS – Peleduyskaya arch, MV – Mirninskaya ledge.

Запасы месторождений приведены в процентах во исполнение Указа Президента от 08.06.2020 г. № 381 «О внесении изменения в перечень сведений, отнесенных к государственной тайне, утвержденный Указом Президента Российской Федерации от 30 ноября 1995 г. № 1203».

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) подключено к магистральному газопроводу «Сила Сибири», поэтому его газовые запасы растворенного газа и газовой шапки целесообразно не учитывать для настоящего исследования.

Остальные разрабатываемые месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы по территориальному расположению условно можно распределить на три локации: Талаканская, Ботуобинская и Мирнинская (рис. 1).

В Талаканской локации нефтедобычи по данным открытых источников ПАО «Сургутнефтегаз» довел утилизацию ПНГ до 99% уже в 2012-2013 гг. Запасы газов данной локации также не будем учитывать для наших исследований.

Таблица 1

Запасы растворенного газа и газа газовых шапок по разрабатываемым месторождениям нефти в процентах от суммарного запаса разрабатываемых месторождений

Table 1

Reserves of dissolved gas and gas caps in oil fields under development, as a percentage of the total reserves of oil fields under development

п/п	Месторождения	Растворенный газ, %		Газовая шапка, %	
		A+B1	B2	A+B1	B2
Чаяндинское месторождение – 58,67595666%					
1	Чаяндинское	1,457825058	0,80811189	51,46082892	4,949190789
Мирнинская локация – 3,465869545%					
2	Иреляхское	0,084987289	0,003516715	0,521206526	0,000439589
3	Маччобинское	0,073704493	0,254082687	0,444864497	1,088423413
4	Мирнинское	0,021832941	0,294964503	0,265365482	0,412481409
Ботуобинская локация – 23,48682331%					
5	Среднеботуобинское (ЦБ)	0,888556755	0,644731154	18,08104564	2,609549348
6	Среднеботуобинское (ВБ)	0,116784257	0,082056692	0,912148054	0,151951411
Талаканская локация – 14,37135049%					
7	Алинское	0,094072137	0,000439589	0,142720033	0,001465298
8	Восточно-Алинское	0,126162165	0,032090028	0,865991164	0,293792265
9	Ленское	0,547728422	0,057732744	2,341399799	0,034287975
10	Северо-Талаканское	0,286905364	0,031650438	0,789063015	0,372478771
11	Талаканское	0,543332527	0,009524438	6,230447429	0,347129115
12	Южно-Талаканское	0,069748189	0,020514173	1,108644526	0,024030888
Всего		4,311639595	2,239415053	83,16372508	10,28522027
Без Чаяндинского НГКМ		2,853814537	1,431303163	31,70289616	5,336029482
Без Чаяндинского НГКМ и Талаканской локации		1,185865735	1,279351752	20,2246302	4,262845169

Таким образом, остаются Мирнинская и Ботуобинская локации нефтедобычи. Суммарный потенциал добычи газа на этих локациях составляет порядка 38% от суммарного запаса газа на разрабатываемых месторождениях.

Основным вызовом на месторождениях Ботуобинской локации является избыточная добыча ПНГ и газа газовой шапки, что в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией [9, 11].

Предлагаемое решение

Наиболее обеспеченной запасами попутного нефтяного газа является Ботуобинская локация нефтедобычи с объемами почти четверть от общего объема газов разрабатываемых месторождений.

В условиях отсутствия рынка потребления газа и неподъемной инвестиционной ёмкости сооружения протяженной газотранспортной инфраструктуры единственным приемлемым решением будет создание крупного потребителя газа на месте.

Крупными потребителями газа в виде энергии могут выступать стремительно развивающиеся центры обработки данных (ЦОД). Системный оператор Единой энергетической системы (ЕЭС) Российской Федерации оценивает величину присоединённой электрической мощности к ЦОДам на апрель 2024 года в 2576 МВт (без учёта «серого» майнинга). Ещё почти столько же имеют утверждённые техусловия на присоединение. В ближайшей перспективе мощность ЦОДов, включая майнинг, увеличится до 9630 МВт [12]. На мировом уровне, согласно прогнозам McKinsey, опубликованным в докладе «Глобальная энергетическая перспектива на 2024 год», к 2050 г. дата-центры будут формировать до 9% мирового спроса на электроэнергию [13].

Структура энергопотребления ЦОД состоит из следующих основных процессов:

- непрерывная работа серверов для обеспечения хранения, доступа и обработки данных;
- функционирование системы охлаждения сервера для предотвращения перегрева и поддержания оптимальной производительности;
- физическое и цифровое обеспечение безопасности.

Организация ЦОД в пределах отдаленных территорий Республики Саха (Якутия) будет иметь преимущество по всем основным процессам энергопотребления.

Бесперебойная работа серверов будет обеспечена за счет дешёвого электричества, вырабатываемого электростанциями на основе попутного нефтяного газа. Стоимость электричества будет в основном складываться от затрат на транспортировку ПНГ и от необходимости его предварительной подготовки. Эти два фактора можно минимизировать при локализации станции по выработке электроэнергии в непосредственной близости от мест добычи ПНГ и при выборе станции способной работать на неподготовленном ПНГ с переменным компонентным составом [14].

Резко континентальный климат западных районов Республики Саха (Якутия) с длительной зимой с 50-ти градусными морозами намного снизит расходы на охлаждение сервера. В короткие летние месяцы можно рассматривать варианты снижения расходов на охлаждение путем аккумулирования холода в многолетнемерзлых грунтах, которые имеют повсеместное распространение в пределах Ботуобинской локации нефтедобычи.

Обеспечение физической и цифровой безопасности ЦОД в труднодоступных районах Республики Саха (Якутия) также представляется менее затратным, т.к. будет контролироваться ограниченное количество персонала и сторонних посетителей.

ЦОД-ы, находящиеся в непосредственной близости к местам добычи ПНГ, должны быть соединены волоконно-оптическими линиями связи (ВОЛС) с заказчиком. С учетом дефицита ЦОД на севере КНР и повышенного спроса на ЦОД, предлагаем строительство крупного ЦОД на территории Ботуобинской локации нефтедобычи с прокладкой ВОЛС (1500 км по прямой) до Хэйхэ.

Годовые объёмы утилизации ПНГ и тенденции их роста на Ботуобинской локации нефтедобычи позволяют построить тепловые электростанции (ТЭС) с мощностью до 1-1,5 ГВт.

Из открытых источников [15] стоимость создания линии ВОЛС с пропускной способностью 10 Гбит/с и протяженностью 359 км оценена в 335620000 рублей, т.е. 934874,65 рублей за 1 км в ценах 2023 года. Здесь, в стоимость строительства ВОЛС включены:

- проектно-изыскательные работы;
- разработка проектно-сметной документации;

- получение положительного заключения государственной экспертизы сметной документации;
- землеустроительные работы;
- строительно-монтажные работы;
- пуско-наладочные работы.

Таким образом, с некоторой долей условности, в ценах 2025 года стоимость создания линии ВОЛС можно принять равным 1 млн. рублей за 1 км. Для создания линии ВОЛС от Ботубинской локации нефтедобычи до Северного Китая потребуется всего 1,5 млрд. рублей.

Для сравнения приведем укрупненный расчет строительства газопровода 720×10 мм 09Г2С в условиях Мирнинского и Ленского районов (таблица 2).

Стоимость строительства газопровода диаметром 720 мм, толщиной стенки 10 мм из стали 09Г2С протяжённостью 1500 км с крановыми узлами и 5 компрессорными станциями в западной части Якутии ориентировочно составит около **75,4 млрд рублей**. Цены ориентировочные, основаны на усреднённых данных. В стоимость не включены проектные работы, налоги, транспортные расходы и возможные дополнительные работы (например, антикоррозионная защита, изоляция, испытания).

Таблица 2

Составляющие стоимости для 1500 км газопровода 720×10 мм 09Г2С
в Мирнинском и Ленском районах

Table 2

Cost components for 1,500 km of 720×10 mm 09G2S gas pipeline
in the Mirninsky and Lensky districts

Статья затрат	Оценка стоимости (млрд. руб.)	Комментарии
Труба (09Г2С, 720×10 мм)	~15	Исходя из веса ~83 кг/м и цены стали ~120 000 руб./т
Земляные и монтажные работы	~50–60	С учётом многолетней мерзлоты и логистики (коэффициент 1,7–2)
Крановые узлы (60 шт.)	~0,5	По 8,4 млн. руб. за узел с учётом региона
Компрессорные станции (5 шт.)	~9	По 1,8 млрд. руб. за станцию в регионе
Итого	74,5–84,5	Ориентировочная сумма с учётом региональных факторов

Таким образом, стоимость прокладки ВОЛС представляется менее затратным (более чем 50 раз) в отличие от строительства традиционного газопровода.

Кроме того, при строительстве традиционного газопровода от западной части Якутии до Северного Китая следует учесть особенности региона – суровый климат, удалённость, сложный рельеф, затруднённую логистику и повышенные затраты на земляные работы. Район потенциальной трассы частично будет расположен в зоне распространения многолетнемерзлых пород, что увеличивает стоимость земляных работ и требует специальных технологий.

Затраты на строительство ЦОД и питающей его ТЭС несомненно зависят от доступности места локации. В этом контексте эффективным инструментом, нивелирующим дополнительные затраты в строительстве в труднодоступных районах, может стать освобождение от уплаты имущественного налога согласно пункту 3.1 статьи 380 Налогового кодекса Российской Федерации. Предлагается применять аналогичные фискальные послабления к капитальным объектам строительства, предназначенные для эффективной утилизации ПНГ. Несомненно, основная выгода от размещения ЦОД в Якутии будет заключаться в дешёвой энергии и наличии бесплатного холодного климата.

Заключение

Отличительной чертой всех крупных и средних нефтесодержащих месторождений Республики Саха (Якутия) является сосредоточение залежей нефти к тонким оторочкам. В свою очередь, данное обстоятельство обуславливает высокий уровень газового фактора за счет прорывных газов из газовых шапок. Данная промысловая особенность прогнозируется и во вновь открываемых месторождениях региона.

По территориальному расположению разрабатываемые месторождения условно разделены на 3 локации нефтедобычи: Талаканская, Ботуобинская и Мирнинская. Для целей монетизации газа представляется целесообразной наиболее обеспеченная запасами газа, в том числе попутного, Ботуобинская локация нефтедобычи (до четверти от общего объема газов по разрабатываемым месторождениям) с избыточной добычей ПНГ. В пределах Талаканской локации нефтедобычи проблемы с утилизацией ПНГ решены в полном объеме, а в Мирнинской локации уровни добычи нефти, и, соответственно ПНГ, незначительные.

В условиях стабильной тенденции увеличения энергопотребления дата-центрами в России и в мире предлагается организовать на территории Ботуобинской локации нефтедобычи крупного потребителя газа (энергии) в виде ЦОД с выходом ВОЛС до г. Хэйхэ (Северный Китай).

Укрупненные сравнительные расчеты по строительству линии ВОЛС и газопровода с протяженностью 1500 км показывают разницу в стоимости в более чем 50 раз в пользу ВОЛС. При этом конкурентными преимуществами размещение ЦОД в юЮго-Западной Якутии являются дешёвая энергия и наличие холодного климата.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (Рег. № 122011100157-5).

Литература

1. Сивцев А.И., Иванова Т.С. Особенности геологического строения месторождений нефти и газа на востоке Сибирской платформы как условие совершенствования заявительного принципа лицензирования в Арктической зоне. *Арктика: экология и экономика*. 2023;13(1):51-57. DOI 10.25283/2223-4594-2023-1-51-57.
2. Фомин А. М., Моисеев С. А., Топешко В. А. Продуктивные горизонты в терригенном комплексе венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы. *Интерэкспо Гео-Сибирь*. 2014;2(1):182-187.
3. Мельникова Е. В., Ивченко О. В., Пылёв Е. А. и др. Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири. *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»*. 2018;1(33):62-70.
4. Пономаренко А.С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы. *Вестник Евразийской науки*. 2020;12(6):9. URL <https://esj.today/PDF/16NZVN620.pdf>
5. Сафронов А.Ф. Геология нефти и газа. Якутск: Издательство ЯФ СО РАН; 2000:166.
6. Сивцев А.И. Потенциальные зоны заводнения залежи Т1 -III Средневилюйского газоконденсатного месторождения. *Нефтегазовое дело*. 2009;10:19. URL http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sivtzev/Sivtzev_2.pdf. (In Russian)
7. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под. ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова, А. А. Трофимука. М.: Недра;1981:552
8. Лазарев Н.Д., Денисов М.В., Татарникова Е.Э. и др. Методы борьбы с прорывами газа в скважинах на примере Среднеботуобинского месторождения. *Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018: Сборник трудов Международной научно-технической конференции, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет; 2018:115-118.*
9. Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А. и др. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа. *Экспозиция Нефть Газ*. 2023;5:69-73. DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73.
10. Будков Д.В. Проблемы и перспективы утилизации попутного нефтяного газа на удаленных нефтегазовых месторождениях. *Актуальные вопросы устойчивого развития регионов, отраслей, предприятий:*

Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 23 декабря 2022 года. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023:166-170.

11. Томский К.О., Иванова М.С., Оконешиников М.Е. Моделирование периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти в добывающие скважины для расформирования конуса газа в пластах. *Вестник Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Серия «Науки о Земле»*. 2025;(1):62-74. <https://doi.org/10.25587/2587-8751-2025-1-62-74>

12. Повышенные нагрузки. Как развитие ЦОД влияет на энергопотребление в России. [Электронный ресурс]: URL: <https://sber.pro/publication/povishennye-nagruzki-kak-razvitie-tsod-vliyaet-na-energopotreblenie-v-rossii/?ysclid=m96nb4kdoj755040662>.

13. Global Energy Perspective 2024. September 17, 2024. Report. [Electronic resource]: URL <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>.

14. Будков Д.В. Перспективные технологии утилизации попутного нефтяного газа. Использование энергии из попутного нефтяного газа для майнинга цифровой валюты *Актуальные вопросы устойчивого развития регионов, отраслей, предприятий*: Материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 23 декабря 2022 года. Тюмень: Тюменский индустриальный университет; 2023:162-165.

15. Выполнение работ по созданию сети волоконно-оптических линий связи по направлению «с. Кирово – с. Жиганск». Открытый аукцион в электронной форме [Электронный ресурс]: URL <https://223.rts-tender.ru/supplier/auction/Trade/View.aspx?Id=2898228&sso=1&code=-5>.

References

1. Sivtsev AI, Ivanova TS. Features of the geological structure of oil and gas fields in the east of the Siberian platform as a condition for improving the declarative principle of licensing in the Arctic zone. *Arctic: Ecology and Economy*. 2023;13(1):51–57 (in Russian). DOI 10.25283/2223-4594-2023-1-51-57.

2. Fomin AM, Moiseev SA, Topeshko VA. The productive horizons in the vendian terrigenous complex of the central areas of the Nepa-Botuoba anticline. *Interexpo GEO-Siberia*. 2014;2(1):182–187 (in Russian).

3. Melnikova YeV, Ivchenko OV, Pylev YeA, et al. Analyzing development and operation of gas and gas-condensate wells at the fields in Eastern Siberia. *Scientific and technical collection of news on gas science*. 2018;1(33):62–70 (in Russian).

4. Ponomarenko AS. Deposits' geology of carbonate reservoirs of the Nepa-Botuobin anticline. *The Eurasian Scientific Journal*. 2020;12(6):9 (in Russian). Available at: <https://esj.today/PDF/16NZVN620.pdf>

5. Saffronov AF. Oil and Gas Geology. Yakutsk: Publishing House of YAF SB RAS; 2000:166 (in Russian)

6. Sivtsev AI. Potential zones of waterflooding of the reservoir T₁-III of the Srednevilysky gas condensate field. 2009;10:19. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Sivtzev/Sivtzev_2.pdf (in Russian)

7. Kontorovich AE, Surkov VS, Trofimuk AA (Eds). *Geology of Oil and Gas in the Siberian Platform*. Moscow: Nedra; 1981:552. (in Russian).

8. Lazarev ND, Denisov MV, Tatarinova EE, et al. Methods of Controlling Gas Breakouts in Wells: The Case of the Srednebotuobinskoye Field. *Modern Technologies in the Oil and Gas Industry – 2018*: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference, Oktyabrsky, March 30, 2018. Oktyabrsky: Ufa State Petroleum Technological University; 2018:115–118 (in Russian.)

9. Prize KI, Alekseev AS, Cherkasov NA, et al. The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. *Exposition Oil Gas*. 2023;5:69–73 (in Russian.) DOI 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73.

10. Budkov DV. Problems and Prospects of Associated Petroleum Gas Utilization at Remote Oil and Gas Fields. *Current Issues of Sustainable Development of Regions, Industries, and Enterprises*: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, December 23, 2022. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2023:166–170 (in Russian)

11. Tomskiy KO, Ivanova MS, Okoneshnikov MY. Modeling of periodic operation and injection of degassed oil into production wells to disband the gas cone in reservoirs. *Vestnik of North-Eastern Federal University Series "Earth Sciences"*. 2025;(1):62–74 (in Russian). DOI 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74.

12. Increased loads. How the development of data centers affects energy consumption in Russia. Available at: <https://sber.pro/publication/povishennye-nagruzki-kak-razvitie-tsod-vliyaet-na-energopotreblenie-v-rossii/?ysclid=m96nb4kdoj755040662> (in Russian).

13. Global Energy Perspective 2024. September 17, 2024. Report. Available at: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>.

14. Budkov DV. Promising technologies for utilization of associated petroleum gas. Using energy from associated petroleum gas for mining digital currency Current issues of sustainable development of regions, industries, enterprises: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference, Tyumen, December 23, 2022. Tyumen: Tyumen Industrial University; 2023:162–165 (in Russian).

15. Implementation of works on the creation of a network of fiber-optic communication lines in the direction of “Kirovo – Zhigansk”. Open electronic auction. Available at: <https://223.rts-tender.ru/supplier/auction/Trade/View.aspx?Id=2898228&sso=1&code=-5> (in Russian).

Об авторах

СИВЦЕВ Алексей Иванович – к.г.-м.н., доц. каф. «Недропользование», СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация, ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

E-mail: maraday@yandex.ru

РОЖИН Игорь Иванович – д.т.н., к.ф.-м.н., доц., г.н.с., Институт проблем нефти и газа СО РАН – обособленное подразделение ФГБУН Федерального исследовательского центра «Якутский научный центр СО РАН», г. Якутск, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-9998-6425, ResearcherID: F-1088-2014, Scopus Author ID: 13612346400, SPIN: 1336-5024

E-mail: i_rozhin@mail.ru

КЫЧКИНА Вилена Григорьевна – ст. преп., каф. «Недропользование», СВФУ им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация, ORCID: 0000-0003-1419-3715

E-mail: kychkina.v.g@gmail.com

About the authors

SIVTSEV Aleksei Ivanovich – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, RF, ORCID: 0000-0001-8386-2383, ResearcherID: F-1077-2014, Scopus Author ID: 56287496100, SPIN: 8676-4888

E-mail: maraday@yandex.ru

ROZHIN Igor Ivanovich – Dr. Sci. (Engineering), Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Associate Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS – a separate division of the Federal State Budgetary Educational Institution of the Federal Research Center “Yakutsk Scientific Center SB RAS”, Yakutsk, RF, ORCID: 0000-0002-9998-6425, ResearcherID: F-1088-2014, Scopus Author ID: 13612346400, SPIN: 1336-5024

E-mail: i_rozhin@mail.ru

KYCHKINA Vilena Grigorievna – Senior Lecturer, Department of Subsoil Use, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, RF, ORCID: 0000-0003-1419-3715

E-mail: kychkina.v.g@gmail.com

Вклад авторов

Сивцев А.И. – разработка концепции, написание текста, редактирование.

Рожин И.И. – сбор и верификация данных, написание текста, ресурсное обеспечение

Кычкина В.Г. – сбор данных, укрупненные расчеты, визуализация.

Authors' contribution

Sivtsev A.I. – development of the concept, writing of the text, editing.

Rozhyn I.I. – data collection and verification, writing of the text, resource provision

Kychkina V.G. – data collection, enlarged calculations, visualization.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. Corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study

Поступила в редакцию / Submitted 17.07.2025

Принята к публикации / Accepted 07.08.2025

ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАВОДНЕНИЯ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НГКМ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЛИНИЙ ТОКА

К. О. Томский, М. С. Иванова, В. В. Егоров*

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,

г. Якутск, Российская Федерация

*kirilltom@mail.ru

Аннотация

В настоящее время проблема снижения эффективности систем поддержания пластового давления (ППД) на поздних стадиях разработки месторождений с высокой неоднородностью коллектора является серьезной для нефтегазовой отрасли. В настоящей работе рассматривается Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (СБНГКМ), которая характеризуется высокой неоднородностью коллектора, обводненностью продукции некоторых скважин более 95% и низкой эффективностью закачки воды. В работе впервые была применена оптимизация заводнения методом линий тока для условий одного из крупнейших месторождений Якутии – СБНГКМ. Целью работы является повышение эффективности ППД путём перераспределения закачки между нагнетательными скважинами с использованием гидродинамического моделирования линий тока. Материалы исследования включают трёхмерную гидродинамическую модель пласта Бт центрального блока СБНГКМ в программном обеспечении (ПО) tНавигатор, исторические данные по 37 добывающим и 15 нагнетательным скважинам за период 2010 – 2021 гг. Реализован алгоритм перераспределения закачки с увеличением объёмов в высокоэффективные скважины на 20 – 30 % и сокращением в низкоэффективные на 15 – 40 %. Результаты показали рост средней эффективности закачки на 41 %, снижение обводнённости на 3,2 % и прирост накопленной добычи нефти на 65 414 тонн за 10 – летний прогнозный период. Практическая значимость подтверждена увеличением конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) на 1.7 % без капитальных затрат. Перспективы исследования связаны с разработкой адаптивных алгоритмов автоматической оптимизации на основе машинного обучения и интеграцией систем реального мониторинга фильтрационных параметров. Внедрение предложенной методики позволяет существенно повысить экономическую эффективность разработки сложнопостроенных коллекторов на поздней стадии эксплуатации за счет рационального использования существующей инфраструктуры скважин и водных ресурсов.

Ключевые слова: Среднеботуобинское НГКМ, оптимизация заводнения, линии тока, гидродинамическое моделирование, коэффициент эффективности закачки, приёмистость скважин, поддержание пластового давления, tНавигатор, обводнённость, неоднородность, нефтеотдача.

Для цитирования: Томский К. О., Иванова М. С., Егоров В. В. Оптимизация заводнения Среднеботуобинского НГКМ на основе гидродинамического моделирования линий тока. *Вестник СВФУ*. 2025;(3): 55-66. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-55-66

OPTIMIZATION OF FLOODING OF SREDNEBOTUOBINSKOYE OIL AND GAS FIELD BASED ON HYDRODYNAMIC MODELING OF FLOW LINES

Kirill O. Tomsky, Maria S. Ivanova, Valentin V. Egorov*

M. K. Ammosov North-Eastern Federal University,

Yakutsk, Russian Federation

*kirilltom@mail.ru

Abstract

Currently, the problem of reducing the efficiency of reservoir pressure maintenance systems at late stages of field development with highly heterogeneous reservoirs is a serious one for the oil and gas industry. This paper considers the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field (SBNGKM), which is characterized by highly heterogeneous reservoir, water cut in some wells exceeding 95%, and low water injection efficiency. In this paper, waterflooding optimization using the streamline method was applied for the first time for the conditions of one of the largest fields in Yakutia – SBNGKM. The objective of the work was to increase the efficiency of reservoir pressure maintenance by redistributing injection between injection wells using hydrodynamic modeling of streamlines. The research materials included a three-dimensional hydrodynamic model of the Bt formation of the SBNGKM central block in the tNavigator software, historical data on 37 production and 15 injection wells for the period 2010-2021. An algorithm for redistributing injection with an increase in volumes in highly efficient wells by 20-30% and a decrease in low-efficiency wells by 15–40% was implemented. The results showed an increase in average injection efficiency by 41%, a decrease in water cut by 3.2% and an increase in cumulative oil production by 65,414 tons over a 10-year forecast period. Practical significance is confirmed by an increased ultimate oil recovery factor by 1.7% without capital expenditures. The prospects of the study are associated with the development of adaptive algorithms for automatic optimization based on machine learning and the integration of real monitoring systems for filtration parameters. The implementation of the proposed methodology can significantly increase the economic efficiency of developing complex reservoirs at a late stage of operation due to the rational use of the existing well infrastructure and water resources.

Keywords: Srednebotuobinskoye NGKM, waterflooding optimization, flow lines, hydrodynamic modeling, injection efficiency coefficient, well injectivity, reservoir pressure maintenance, tNavigator, water cut, heterogeneity, oil recovery.

For citation: Tomskii K.O., Ivanova M.S., Egorov V.V. Optimization of flooding of Srednebotuobinskoye oil and gas field based on hydrodynamic modeling of flow lines. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(3):55–66 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-55-66

Введение

Системы поддержания пластового давления (ППД) методом заводнения широко применяются на нефтяных месторождениях России, обеспечивая повышение нефтеотдачи и компенсацию пластового давления. Однако на поздних стадиях разработки эффективность таких систем снижается из-за неравномерного вытеснения нефти, роста обводнённости продукции и неоптимального распределения фильтрационных потоков [1,2]. Особенно актуальна эта проблема для сложнопостроенных коллекторов, таких как пласт Бт Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (СБНГКМ), расположенного в Восточной Сибири, на территории Республики Саха (Якутия) [3,4].

Ботуобинский пласт СБНГКМ характеризуется значительной геологической неоднородностью, наличием газовой шапки и высокой обводнённостью продукции некоторых скважин, достигающей 96,8 %.

Основной объект разработки связан с терригенными отложениями ботубинского горизонта, осложненными наличием контактных запасов. На объекте выделяются две зоны, различные по насыщению: водонефтяная (ВНЗ), где нефтяная часть подстилается водой, и газоводонефтяная (ГВНЗ), где помимо подошвенной воды присутствует обширная газовая шапка. Пласт хорошо изучен, характеризуется аномально низким пластовым давлением (140 атм), низкой пластовой температурой 12 °С, относительно высокими значениями вязкости (4,0 мПа·с) и плотности (1,28 кг/м³) пластовой воды, обусловленными высокой минерализацией 400 г/л. Ключевой особенностью пласта Бт, определяющей выбор стратегии разработки, является наличие обширной ГШ. 69 % запасов нефти пласта приходится на ГВНЗ. Площадь ГШ составляет 70 % от площади всего пласта при средней ее толщине 7,5 м. Толщина нефтяной оторочки в среднем составляет 10 м. Коллектор пласта представлен терригенными отложениями, высоким коэффициентом песчаности – 0,8 и расчлененностью – 1–2 [5].

В данной работе объектом исследования является преимущественно зона ВНЗ с незначительной газовой шапкой (рисунок 1)

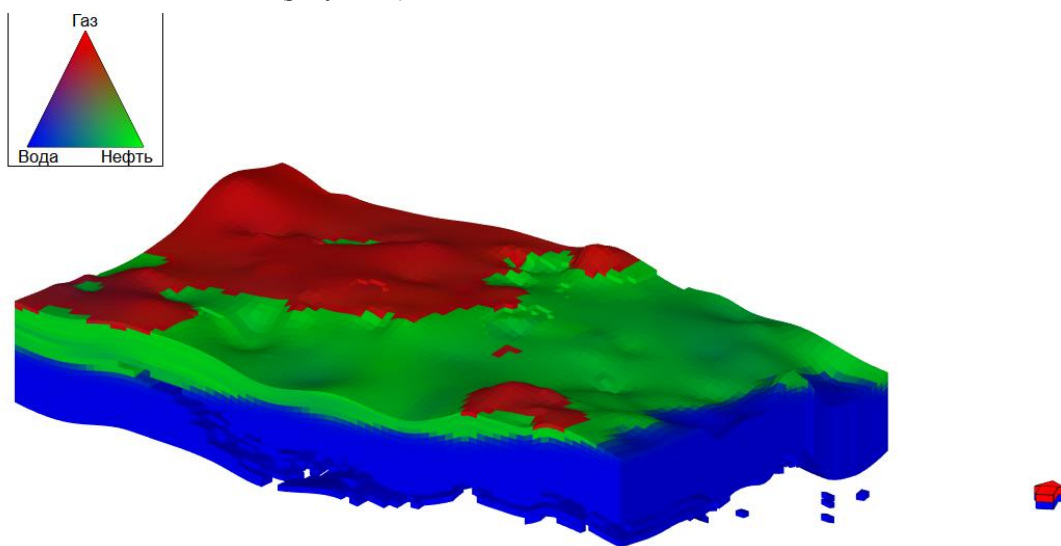


Рис. 1. Гидродинамическая модель Бт пласта (тернарная диаграмма: красная зона – газ, зеленая зона – нефть, синяя зона – вода)

Fig. 1. Hydrodynamic model of the Bt reservoir (ternary diagram: red zone – gas, green zone – oil, blue zone – water)

Поддержание пластового давления на СБНГКМ обеспечивается за счет заводнения. Эффективность заводнения зависит от множества факторов, включающих как геолого-физическую характеристику, так и технологические условия на месторождении. При разработке месторождений повышение эффективности заводнения достигается разными путями, но одним из самых экономически малозатратных способов является изменение режимов работы нагнетательных скважин, способствующих перераспределению потоков в неоднородном пласте и вовлечению в разработку слабодренируемых участков месторождения. В данной статье под оптимизацией понимается повышение эффективности заводнения за счет изменения режимов работы нагнетательных скважин путем увеличения закачки воды в эффективные нагнетательные скважины и уменьшения закачки воды в менее эффективные скважины. Анализ исторических данных разработки месторождения выявил существенный дисбаланс в распределении фильтрационных потоков: около 40 % нагнетательных скважин обеспечивают лишь 15 % эффективного вытеснения запасов, это свидетельствует о наличии значительного потенциала для повышения эффективности системы ППД за счет оптимизации [6].

Традиционные методы регулирования заводнения, такие как циклическое заводнение, которая основана на периодическом изменении режимов работы скважины или обработки призабойной зоны скважин, требуют значительных затрат и не всегда обеспечивают вовлечение в разработку слабодренлируемых зон пласта. В связи с этим, особый интерес представляют гидродинамические методы на основе моделирования линий тока, позволяющие визуализировать потоки флюидов в пласте и количественно оценить взаимосвязь между нагнетательными и добывающими скважинами.

В данной работе впервые для условий СБНГКМ применён метод оптимизации заводнения на основе моделирования линий тока с адаптацией алгоритма Marco R. Thiele and Rod. P. Batysky к особенностям тонких нефтяных оторочек месторождений Восточной Сибири [7,8]. Основная цель исследования – повышение эффективности системы ППД месторождения за счёт перераспределения закачки воды между нагнетательными скважинами на основе метода гидродинамического моделирования линий тока.

Материалы и методы исследования

Объектом исследования является нефтяная оторочка Ботуобинского пласта (Бт) центрального блока СБНГКМ. Основные характеристики объекта представлены в таблице 1. Применяемым методом исследования является гидродинамическое моделирование на отечественном программном продукте tНавигатор компании «Интегрированные разработки для моделирования» (ИРМ).

Таблица 1

Основные характеристики пласта Бт СБНГКМ

Table 1

Main properties of the Bt reservoir at SBNGKM

Параметр	Значение
Глубина залегания, м	1783
Средняя толщина нефтяной оторочки, м	16
Средняя проницаемость, мД	163
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,54
Начальное пластовое давление, МПа	14

Исходные данные

Для проведения исследования использовалась трехмерная гидродинамическая модель пласта Бт, которая представлена на рисунке 1. Основные характеристики представлены в таблице 1. На рисунке 2 представлено распределение кубов проницаемости в гидродинамической модели, которое варьируется в среднем от 10 до 1000 мД. В верхнем правом углу представлена цветовая палитра по кубам проницаемости. При этом средняя проницаемость для модели принята на уровне 163 мД. Модель охватывает центральный блок месторождения и включает 37 добывающих и 15 нагнетательных скважин.

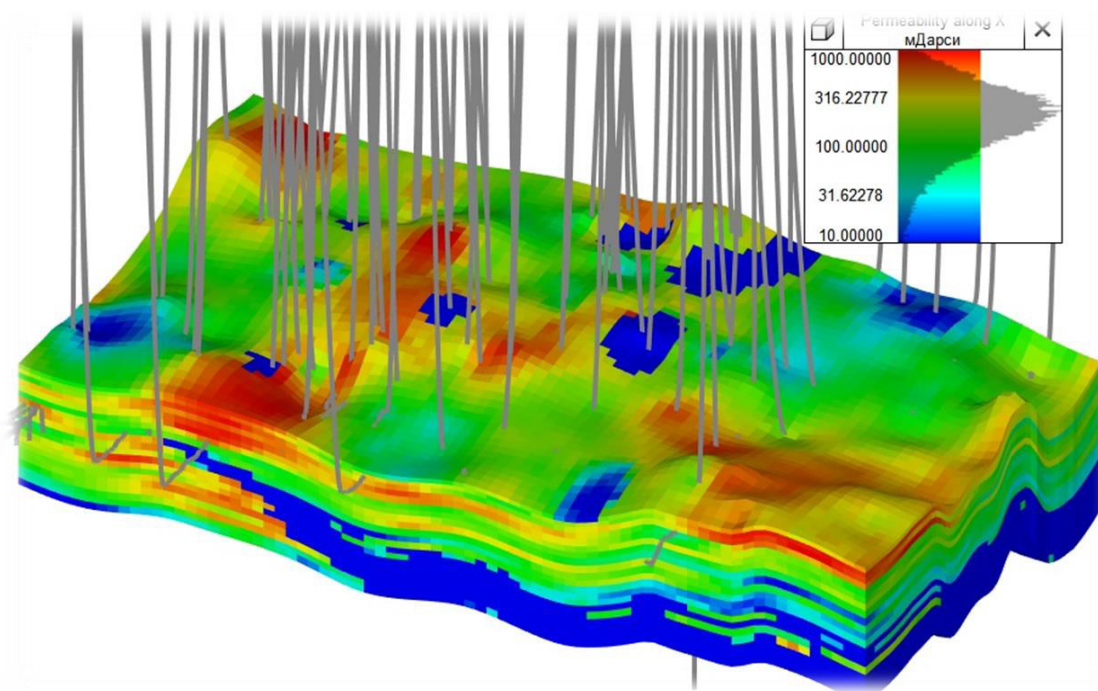


Рис. 2. Гидродинамическая модель Бт пласта (распределение кубов проницаемости, серыми линиями показаны траектории скважин)

Fig. 2. Hydrodynamic model of the Bt reservoir (distribution of permeability cubes, the gray lines show the well trajectories)

Методика оптимизации

Метод моделирования на основе линий тока демонстрирует высокую эффективность для визуализации процессов потока в пласте и анализа распределения баланса закачки или отбора по скважинам. С его помощью можно детально рассмотреть воздействие закачки через конкретные нагнетательные скважины на производительность добывающих скважин, а также определять нагнетательные скважины (зоны контура поддержания пластового давления), оказывающие влияние на нефтедобычу из определенной эксплуатационной скважины, и оценить величину этого влияния.

Основным принципом метода является выделение в пласте определенных динамических зон дренирования, жестко связанных с отдельными скважинами. Принадлежность расчетного блока сетки к зоне влияния конкретной скважины (нагнетательной или добывающей) определяется фактом пересечения его траекторией потока, данный метод на примере СБНГКМ приведен на рисунке 3 [9-11]. На рисунке каждая цветная линия показывает так называемую линию тока, при этом каждая линия тока соответствует определенному потоку флюида от нагнетательной скважины к добывающей. Линии тока в данном случае раскрашены в разные цвета в зависимости от добывающей скважины.

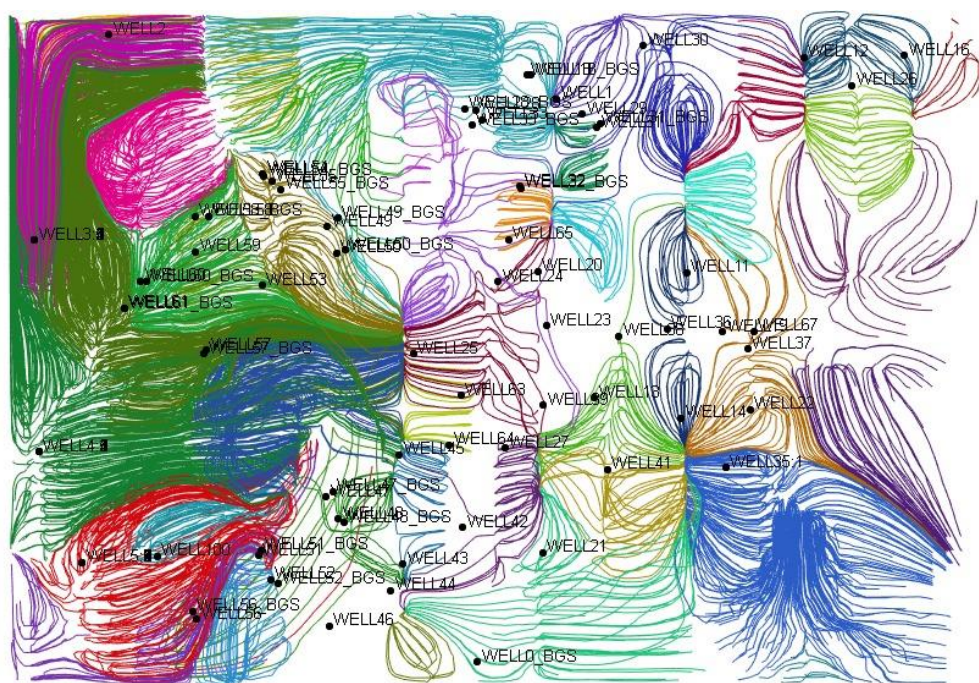


Рис. 3. Взаимовлияние скважин в гидродинамической модели СБНГКМ методом линии тока в ПО tНавигатор

Fig. 3. Mutual influence of wells in the hydrodynamic model of the SBNGKM using the streamline method in the tNavigator software

Оптимизацию системы заводнения можно разделить на три этапа: расчет коэффициентов эффективности закачки, определение весовых коэффициентов и корректировка дебитов нагнетательных скважин [6]:

Этап 1. Расчет коэффициентов эффективности закачки (IE_j).

Коэффициент эффективности для каждой нагнетательной скважины рассчитывался по формуле:

$$IE_j = \frac{\sum_{i=1}^n q_0^{ij}}{q_w^j}, \quad (1)$$

где: q_0^{ij} – дебит нефти i -й добывающей скважины, индуцированный закачкой в j -ю нагнетательную скважину

q_w^j – приемистость j -й нагнетательной скважины

n – количество добывающих скважин, реагирующих на закачку

Этап 2. Определение весовых коэффициентов.

Для перераспределения закачки использовались весовые коэффициенты эффективности закачки:

$$w_j = \begin{cases} w_{max} * \left(\frac{IE_j - \overline{IE}}{IE_{max} - \overline{IE}} \right)^a, & IE_j > \overline{IE} \\ w_{min} * \left(\frac{\overline{IE} - IE_j}{\overline{IE} - IE_{min}} \right)^a, & IE_j < \overline{IE} \end{cases}, \quad (2)$$

где $\overline{IE}$ – средняя эффективность закачки по месторождению;

IE_j – эффективность закачки j-й скважины;

$IE_{max} = \max_j(IE_j)$ – верхний предел эффективности закачки;

$IE_{min} = \min_j(IE_j)$ – нижний предел эффективности закачки;

w_{max} – максимальный вес при IE_{max} ;

w_{min} – минимальный вес при IE_{min} ;

α – показатель степени.

Этап 3. Корректировка приемистостей нагнетательных скважин.

Новые значения дебитов определялись с учетом сохранением общего объема закачки:

$$q_j^{new} = (1 + w_j) * q_j^{old}, \quad (3)$$

где w_j – весовой коэффициент j-й скважины;

q_j^{old} – дебит j-й нагнетательной скважины до оптимизации;

q_j^{new} – дебит j-й нагнетательной скважины после оптимизации.

Путем применения данной методики для условий СБНГКМ были скорректированы значения приемистостей нагнетательных скважин. Прогнозные расчеты выполнялись на 10-летний период (2021 – 2031 гг.) с контролем забойного давления нагнетательных скважин для исключения риска гидроразрыва пласта.

Результаты

Анализ исходной системы ППД

Результаты расчета коэффициентов эффективности закачки представлены на рисунке 4. Каждая гистограмма соответствует определенной нагнетательной скважине. Как показано на рисунке 4, коэффициенты эффективности IE_j варьируются от 7 до 30 %.

Анализ распределения показывает, что 3 скважины имеют коэффициент закачки на уровне 20 % и более, у 8 скважин коэффициент эффективности закачки варьируется от 10 до 20 %, у 6 скважин – менее 10 %. Данные свидетельствуют о значительных резервах оптимизации системы поддержания пластового давления закачкой воды.

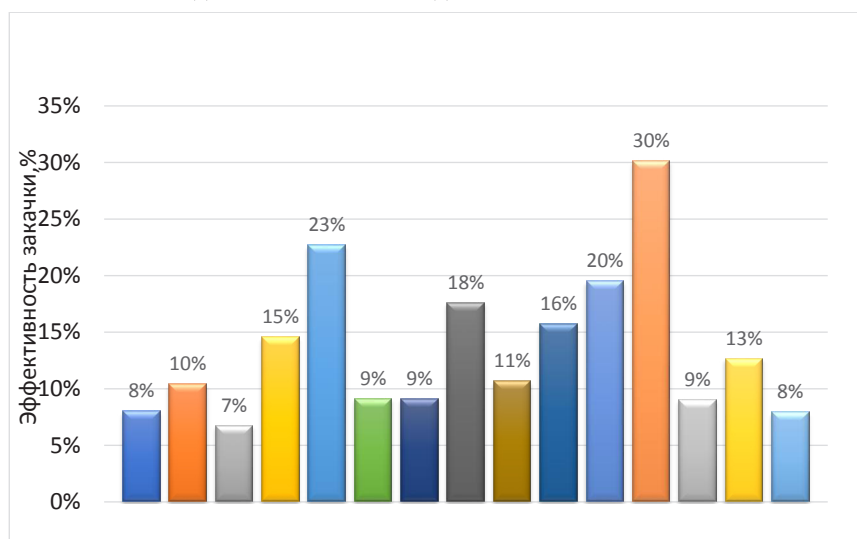


Рис. 4. Эффективность закачки воды нагнетательными скважинами (каждый цветной столбец в гистограмме соответствует определенной нагнетательной скважине)

Fig. 4. Water injection efficiency by injector wells (each colored bar in the histogram corresponds to a specific injection well)

На основе рассчитанных весовых коэффициентов выполнено перераспределение объемов закачки воды между нагнетательными скважинами [12]. Результаты перераспределения представлены на рисунке 5. Каждая пара гистограмм соответствует определенной нагнетательной скважине со значениями приемистостей до и после оптимизации.

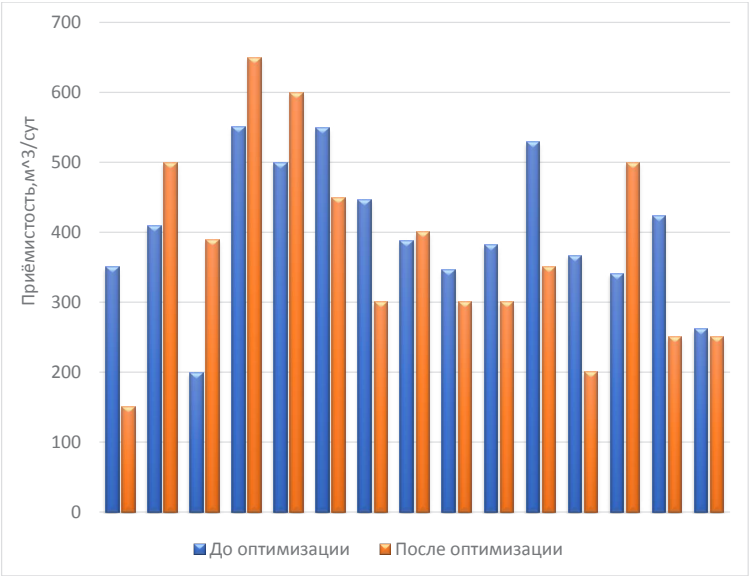


Рис. 5. Изменение приёмистости нагнетательных скважин до и после оптимизации (синий столбец соответствует приёмистости определенной нагнетательной скважины до оптимизации, а красный – после оптимизации)

Fig. 5. Changes in well injectivity after optimization (the blue column corresponds to the injectivity of a certain injection well before optimization, and the red one – after optimization)

Таблица 2

Изменения приёмистости нагнетательных скважин

Table 2

Changes in injection well injectivity

Группа скважин по эффективности	Изменение закачки, %	Количество скважин
Высокоэффективные ($IE_i > 13\%$)	+ (12 – 30)	6
Низкоэффективные ($IE_i < 13\%$)	- (15 – 40)	9

Перераспределение позволило увеличить закачку в высокоэффективные скважины на 20 – 30 %, одновременно сократив закачку в низкоэффективные скважины на 15 – 40 %, при сохранении общего объема закачиваемой воды.

Прогнозные показатели разработки.

Реализация оптимизированного сценария заводнения позволила достичь улучшения технологических показателей разработки (рисунок 6):

На представленных графиках на рисунке 6 вертикальная ось соответствует дебиту нефти по всем добывающим скважинам в модели в м³/сут, приведенных к стандартным условиям (обозначение на рисунке – ст.куб.м/сут) и накопленной нефти по всей модели в тысячах м³, приведенных к стандартным условиям (обозначение на рисунке – тыс. ст.куб.м). Серая и синяя линия

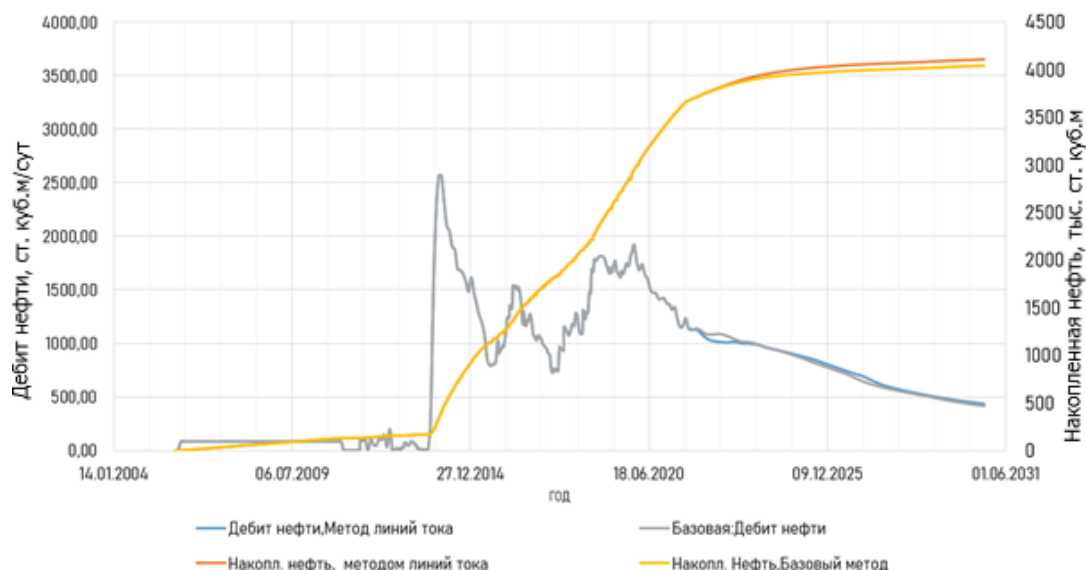


Рис. 6. Динамика дебита нефти и накопленной добычи нефти при базовом и оптимизированном сценариях

Fig. 6. Cumulative oil production dynamics for base and optimized scenarios

соответствуют дебитам нефти до и после оптимизации, желтая и оранжевая линии – накопленной добыче до и после оптимизации.

Анализ данных показывает, что прирост накопленной добычи нефти за 10 лет составил 65 414 тонн по сравнению с базовым вариантом (случай сохранения значений приемистостей нагнетательных скважин без изменений).

Обсуждение

Реализация метода оптимизации заводнения на основе моделирования линий тока позволила существенно улучшить показатели разработки СБНГКМ. Ключевые эффекты внедрения метода включают:

1. Увеличение охвата пласта воздействием за счет перераспределения фильтрационных потоков в низкопроницаемые зоны, которые ранее дренировались неэффективно.
2. Увеличение коэффициента извлечения нефти на 1,7 % за счет снижения закачки воды в неэффективные скважины и увеличения закачки воды в эффективные скважины.
3. Повышение технологической эффективности – рост коэффициента использования закачиваемой воды и снижение обводнённости продукции.

Следует отметить, что для эффективной реализации данной методики на месторождении необходимо регулярное обновление гидродинамической модели.

Для практического внедрения данной методики на СБНГКМ необходимо:

1. Внедрить систему мониторинга коэффициентов эффективности IE_j .
2. Проводить регулярную корректировку режимов закачки для поддержания эффекта.

Перспективным направлением дальнейших исследований является разработка адаптивного алгоритма оптимизации, автоматически корректирующего режимы закачки на основе оперативных данных мониторинга [13-15].

Заключение

Проведенное исследование позволило впервые апробировать метод оптимизации системы заводнения на основе гидродинамического моделирования линий тока на СБНГКМ. Основные результаты и выводы работы:

1. Впервые апробирован алгоритм оптимизации заводнения Marco R. Thiele and Rod. P. Batycky для условий тонких нефтяных оторочек в условиях одного из крупнейших месторождений Восточной Сибири – Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. Реализация метода в ПО тНавигатор позволила количественно оценить вклад каждой нагнетательной скважины в добычу нефти и обосновать перераспределение закачки.

2. Перераспределение объемов закачки воды с увеличением на 20 – 30 % в высокоэффективные скважины и сокращением на 15 – 40 % в низкоэффективные позволило повысить среднюю эффективность закачки и обеспечить прирост накопленной добычи нефти на 65 414 тонн за 10-летний прогнозный период.

3. Практическая значимость работы подтверждена повышением конечного коэффициента извлечения нефти на 1,7 % без капитальных затрат на бурение новых скважин или проведение геолого-технических мероприятий.

Литература

1. Егорова Е. В., Смолянская О. А., Пименова Н. А., Смолянский А. А. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклического заводнения нефтяных пластов. *Нефтегазовые технологии и экологическая безопасность*. 2023; (3): 27–32. DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-27-32.
2. Плиткина Ю. А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *Энергетика и рациональное природопользование*. 2021; (3): 64-78. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78
3. Гринченко В.А., Валеев Р.Р., Абдуллин М.М. и др. Особенности проведения сложных промыслово-геофизических исследований по контролю разработки месторождений в осложненных условиях Восточной Сибири. *Нефтяное хозяйство*. 2020; (11):56-62.
4. Томский К.О., Иванова М.С., Оконешников М.Е. Моделирование периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти в добывающие скважины для расформирования конуса газа в пластах. *Вестник СВФУ*. 2025;(1):62-74. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74
5. Истишева В.Ф., Забелин В.И., Иванов Е.Н. и др. Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки. *Нефть и газ*. 2024; (4):50–63. DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63
6. Thiele M.R., Batycky R.P. Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Oct. 5–8 2003. DOI: 10.2118/84080-MS
7. Asadollahi M. *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management*. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology (NTNU); 2012:159.
8. Mfoubat H.R.N.B., Zaky E.I. Optimization of waterflooding performance by using finite volume-based flow diagnostics simulation. *J. of Petroleum Exploration and Production Technology*.2020;10(3): 943–957. DOI: 10.1007/s13202-019-00803-5
9. Batycky R.P., Thiele M.R., Baker R.O., Shelin Chugh. Revisiting Reservoir Flood-Surveillance Methods Using Streamlines. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008; 11 (2): 387–394. DOI: 10.2118/95402-PA
10. Романенков А.В., Евдошук П.А. Определение коэффициентов взаимовлияния скважин на основе уравнения материального баланса. *Современные тенденции развития науки и технологий*. 2017; (2): 79–84.
11. Datta-Gupta A., King M.J. *Streamline simulation: theory and practice*. SPE Textbook Series, Vol. 11; 2007:404.
12. Thiele M.R., Batycky R.P., Fenwick D.H. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows. *J. of Petroleum Technology*. 2010; 62(1):64–70. DOI: 10.2118/118608-JPT
13. Иванов А. Н., Пятибратов П.В., Аубакиров А.Р., Дзюбло А.Д. Обоснование режимов работы нагнетательных скважин для реализации циклического заводнения. *Нефть. хоз-во*.2020; (2): 28–31. DOI: 10.24887/0028-2448- 2020-2-28-31
14. Пятибратов П.В., Заммам М., Туровская Е.А. Оптимизация заводнения на основе моделирования линий тока. *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2021; (4): 37–44. DOI: 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-37-44

15. Vershinin V.E., Ponomarev R.Yu., Strekalov A.V. Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells: SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS; 2020. <https://doi.org/10.2118/201937-M>

References

1. Egorova EV, Smolyanskaya OA, Pimenova NA, et al. Probabilistic assessment of the efficiency of applying the cyclic flooding method of oil reservoirs. *Oil and Gas Technologies and Environmental Safety*. 2023; (3):27–32 (in Russian). DOI: 10.24143/1812-9498-2023-3-27-32.
2. Plitkina YuA. Improving the efficiency of the reservoir pressure maintenance system in low-permeability heterogeneous reservoirs with hard-to-recover reserves. *Energy and Rational Nature Management*. 2021; (3): 64–78 (in Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78.
3. Grinchenko VA, Valeev RR, Abdullin MM, et al. Features of complex field geophysical studies to control field development in complicated conditions of Eastern Siberia. *Oil Industry*. 2020; (11):56–62 (in Russian).
4. Tomsy KO, Ivanova MS, Okoneshnikov ME. Modeling of periodic operation and injection of degassed oil into production wells to disband the gas cone in the reservoirs. *NEFU Bulletin*. 2025;(1):62–74 (in Russian). DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-62-74
5. Istisheva VF, Zabelin VI, Ivanov EN, et al. Limitation of gas production in conditions of a massive gas cap. *Oil and Gas*. 2024; (4):50–63 (in Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-4-50-63
6. Thiele MR, Batycky RP. Water Injection Optimization Using a Streamline-Based Workflow: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Oct. 5–8 2003. DOI: 10.2118/84080-MS
7. Asadollahi M. *Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management*. Trondheim, Norway: Norwegian University of Science and Technology (NTNU); 2012:159.
8. Mfoubat HRNB, Zaky EI. Optimization of waterflooding performance by using finite volume-based flow diagnostics simulation. *J. of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;10(3): 943–957. DOI: 10.1007/s13202-019-00803-5
9. Batycky RP, Thiele MR, Baker RO, et al. Revisiting Reservoir Flood-Surveillance Methods Using Streamlines. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008;11(2):387–394. DOI: 10.2118/95402-PA
10. Romanenkov AV, Evdoshchuk PA. Determination of well interaction coefficients based on the material balance equation. *Modern trends in science and technology*. 2017;(2):79–84 (in Russian).
11. Datta-Gupta A, King MJ. *Streamline simulation: theory and practice*. SPE Textbook Series, Vol. 11; 2007:404.
12. Thiele MR, Batycky RP, Fenwick DH. Streamline Simulation for Modern Reservoir-Engineering Workflows. *J. of Petroleum Technology*. 2010; 62(1):64–70. DOI: 10.2118/118608-JPT
13. Ivanov AN, Pyatibratov PV, Aubakirov AR, et al. Justification of injection well operating modes for cyclic waterflooding. *Neft. khoz-vo*. 2020; (2): 28–31 (in Russian). DOI: 10.24887/0028-2448- 2020-2-28-31
14. Pyatibratov PV, Zammam M, Turovskaya EA. Waterflooding optimization based on streamline modeling. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*. 2021;(4):37–44 (in Russian). DOI: 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-37-44
15. Vershinin VE, Ponomarev RYu, Strekalov AV. Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells: SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS; 2020. <https://doi.org/10.2118/201937-M>

Об авторах

ТОМСКИЙ Кирилл Олегович – к.т.н., доцент, зав. каф., ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», докторант ИПНГ РАН, ORCID: 0000-0001-7612-5393, ResearcherID: AAR3745-2020, Scopus Author ID: 57191432762, SPIN: 8266-5598

E-mail: kirilltom@mail.ru

ИВАНОВА Мария Сергеевна – к.х.н., доцент, ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова», ORCID: 0000-0003-3272-9253, ResearcherID: 7202135803, Scopus Author ID: 7202135803, SPIN: 7978-1491

E-mail: ims.06@mail.ru

ЕГОРОВ Валентин Владимирович – зав. лаб., ФГАОУ ВО «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова»

About the authors

Kirill O. TOMSKY – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Head of Department, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, Doctoral Candidate of the Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, ORCID: 0000-0001-7612-5393, ResearcherID: AAP3745-2020, Scopus Author ID: 57191432762, SPIN: 8266-5598

E-mail: kirilltom@mail.ru

Maria S. IVANOVA – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University, ORCID: 0000-0003-3272-9253, ResearcherID: 7202135803, Scopus Author ID: 7202135803, SPIN: 7978-1491

E-mail: ims.06@mail.ru

Valentin V. EGOROV – head of laboratory, M. K. Ammosov North-Eastern Federal University.

Вклад авторов

Томский К.О. – разработка концепции, разработка методологии, моделирование на программном продукте.

Иванова М.С. – проведение статистического анализа, выводы.

Егоров В.В. – литературный обзор, моделирование на программном продукте

Authors' contribution

Tomskiy K.O. – concept development, methodology development, modeling on a software product.

Ivanova M.S. – statistical analysis, conclusions.

Egorov V.V. – literature review, modeling on a software product.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов. Корреспондент автор имеет право и полномочия выступать от имени всех авторов по этому исследованию

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest. Corresponding author has the right and authority to speak on behalf of all authors on this study

Поступила в редакцию / Submitted 18.07.2025

Принята к публикации / Accepted 20.08.2025

ФИЗИЧЕСКАЯ ГЕОГРАФИЯ И БИОГЕОГРАФИЯ, ГЕОГРАФИЯ ПОЧВ И ГЕОХИМИЯ ЛАНДШАФТОВ

УДК 551.345.2

DOI 10.25587/2587-8751-2025-1-67-77

Научная оригинальная статья

РАСЧЕТНЫЕ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕЖАЛАСИЙ ПОСЛЕ ЛЕСНЫХ ПОЖАРОВ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЯКУТИИ

В.А. Новопроезжая, А.Н. Федоров*

Институт мерзлотоведения им П.И. Мельникова, Якутск, Россия

*schwarz999@mail.ru

Аннотация

В последние годы наблюдается тенденция увеличения лесных пожаров в Якутии, сопряженных с современным потеплением климата и обширной активизацией криогенных процессов. В Центральной Якутии широко распространен ледовый комплекс, приуроченный к межаласному типу местности. Протаивание льдистых грунтов приводит к развитию термокарста, что наблюдается на нарушенных лесными пожарами территориях. Описаны общие климатические условия, литологические и геокриологические характеристики участков, для которых производилось численное моделирование теплового состояния грунтов. Промоделировано тепловое состояние грунтов межаласий на 8 участках после лесных пожаров при восстановлении растительности с учетом текущего тренда повышения температуры воздуха на $0,02^{\circ}/\text{год}$. Модели были составлены по ключевым периодам смены приповерхностных условий и растительности: на 3, 8, 10 и 25 лет после лесных пожаров. Выявлено, что на участках Покровск, Борогонцы и Бердигестях возможно достижение глубины протаивания льдистого горизонта, что обусловлено высокими среднегодовыми температурами воздуха и распространением супесчаных отложений. В случае если за первые три года не возникнут условия для восстановления растительности, то предположительно на этих участках могут возникнуть криогенные процессы. На остальных участках протаивание по результатам моделирования не достигает ледового комплекса, постепенное самовосстановление растительности должно привести геокриологические условия в исходное состояние в течение 20-25 лет. Ожидается, что температура грунтов будет расти, что связано с общим потеплением климата в настоящее время. Если тенденция потепления сохранится, протаивание и повышение температур грунтов будут более значительными и заметными.

Ключевые слова: межаласье, лесные пожары, многолетнемерзлые грунты, ледовый комплекс, моделирование, изменение климата, прогноз, мерзлота, криогенные процессы, грунты

Для цитирования: Новопроезжая В.А., Федоров А.Н. Расчетные геокриологические характеристики межаласий после лесных пожаров в Центральной Якутии. *Вестник СВФУ*. 2025;(3): 67-77. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-67-77

CALCULATED GEOCRYOLOGICAL CHARACTERISTICS OF INTERLASES AFTER FOREST FIRES IN CENTRAL YAKUTIA

Varvara A. Novopriezzhasya*, Alexander N. Fedorov

Melnikov Permafrost Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

Yakutsk, Russian Federation

*schwarz999@mail.ru

Abstract

In recent years, forest fires have demonstrated an increasing trend in Yakutia, associated with modern global warming and extensive activation of cryogenic processes. In Central Yakutia, an ice complex is widespread, confined to the inter-alas type of terrain. Thawing of the ice component of the soils leads to the development of thermokarst, which is observed in disturbed treeless areas. The general climatic conditions, lithological and geocryological characteristics of the areas for which numerical modeling of the thermal state of soils was performed are described. The thermal state of inter-alas soils in 8 areas after forest fires was modeled during vegetation restoration, taking into account the current trend of increasing air temperature by 0.02°/year. The models were compiled for key periods of change in surface conditions and vegetation: 3, 8, 10 and 25 years after forest fires. It was revealed that in the Pokrovsk, Borogontsy and Berdigestyakh areas, it is possible to reach the depth of thawing of the ice horizon, which is due to high mean annual air temperatures and the spread of sandy loam in the upper part of deposits. And if the vegetation is not restored within the first three years, then presumably cryogenic processes will occur in these areas. In other areas, according to the modeling results, thawing does not reach the ice complex; gradual self-restoration of vegetation should bring geocryological conditions to their original state within 20-25 years. Soil temperatures are expected to rise, which is related to the current general warming of the climate. If the warming trend continues, thawing and soil temperature increases will be more significant and noticeable.

Keywords: interalas terrain, forest fires, permafrost, ice complex, modeling, climate change, forecast, permafrost, cryogenic processes, soils

For citation: Novopriezzhasya V. A., Fedorov A. N. Calculated geocryological characteristics of interlases after forest fires in Central Yakutia. *Vestnik of North-Eastern Federal University. "Earth Sciences"*. 2025;(3):67–77 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-67-77

Введение

С начала 2000-х гг. в Якутии происходит резкое увеличение лесных пожаров, и в связи с потеплением климата и растущим антропогенным воздействием, многие исследователи ожидают роста числа пожаров. [1, 2]. Лесные пожары наносят колоссальный ущерб экологии, что в дальнейшем отражается на развитии региона. Ущерб особенно высок на торфяниках с вечной мерзлотой, поскольку корни деревьев находятся близко к поверхности. [3].

В Центральной Якутии около 72 % территории распространена среднетаежные леса, где преобладает лиственница Каяндера. Лиственничные леса пожароопасные, но при этом могут восстанавливаться и увеличивать площадное распространение. Межаласный тип местности по типу леса и напочвенных покровов по классам пожарной опасности относится к высокопожароопасным [4].

С ростом глобального потепления среднегодовые температуры Центральной Якутии по метеостанциям Чурапча, Амга, Ытык-Кюель, Крест-Хальджай, Верхоянский Перевоз, Покровск, Бердигестях и Якутск достигли –10,6°С. В июле 2001 года среднемесячная температура воздуха по Центральной Якутии составила аномальные 21,9°С при среднемноголетней 15,4°С. В этот период повышение температуры воздуха и малое количество осадков – 143 мм, что меньше на 27% нормы, спровоцировало возникновение лесных пожаров на исследуемой территории.

Что в дальнейшем привело к термокарстовым просадкам, трансформации растительного и почвенного покрова.

За период 2000–2020 гг. количество ежегодных лесных пожаров и гарей в Центральной Якутии составило 300 пожаров и около 295 тыс. га. В 2002, 2010–2012 и 2018–2020 гг. наблюдался рост активности лесных пожаров [6]. В 2021 г. в Якутии выгорело более 8 млн га леса при лесопокрытой площади около 131 млн га и значительно увеличило площадь гарей с полностью уничтоженным древостоем [5]. На рисунке 1 приведено фото леса, сгоревшего в 2021 году в Горном улусе.

На межальсаях Центральной Якутии широко распространены аласы – термокарстовые котловины, образовавшиеся в результате вытаявания ледового комплекса. Некоторые исследователи предполагают их возникновение в голоцене с лесными пожарами по исследованиям древесного угля на днищах термокарстовых озер [7].

Целью данной работы является прогнозная оценка теплового состояния грунтов после лесных пожаров и риска возникновения термокарстового процесса на межальсаях в Центральной Якутии.



Рис. 1. Сгоревший лес в Горном улусе (близ с. Асыма), май 2025

Fig. 1. Burnt forest in Gorny District (near Asyma), May 2025

Растительный покров обладает высоким альбедо, затеняет приповерхностную область, поглощает солнечную радиацию и атмосферные осадки, ассимилирует углекислоту, на что затрачивается солнечная энергия [8]. При нарушении растительного покрова в условиях потепления климата глубина протаивания возрастает. По сведениям Р.В. Десяткина, если в естественных условиях глубина протаивания достигала до 2,3–2,5 м, то на гарях глубина протаивания практически в два раза увеличивалась, до 4,5–5,0 м [5].

По сведениям М.И. Петрова [6] отмечено, что в первый год после пожара происходит зачернение поверхности и уменьшение альбедо, снижение затеняющей способности деревьев, появление ветра, увеличение влажности приповерхностных слоев грунта на 20–30%, что влияет на геокриологические условия верхней части многолетнемерзлой толщи. Р.В. Десяткин также отмечает [5], что на следующий год после пожаров грунты переувлажнены, в лиственных

лесах верховодка наблюдалась на глубине 1 м, на гарях с 0,5 м. На второй год появляется пионерная растительность как иван-чай, осока, на третий год при благоприятных условиях для формирования всходов появляются подросты березы и лиственницы. Примерно с 6-8 года после лесного пожара береза и лиственница достигают высоты первых десяти см, а на 10 год влажность слоя сезонного оттаивания восстанавливается до естественных значений.

Материалы и методы

Литогенная составляющая межаласий Центральной Якутии представлена следующим разрезом: до 0,1 м почвенно-растительный слой (ПРС); с 0,1 до 2,1 м супеси и суглинки с влажностью 0,14-0,25 д. ед.; 2,1-15,0 м ледогрунт; 15,0-25,0 м песок мелкий с влажностью 0,25 д. ед. (рисунок 2).

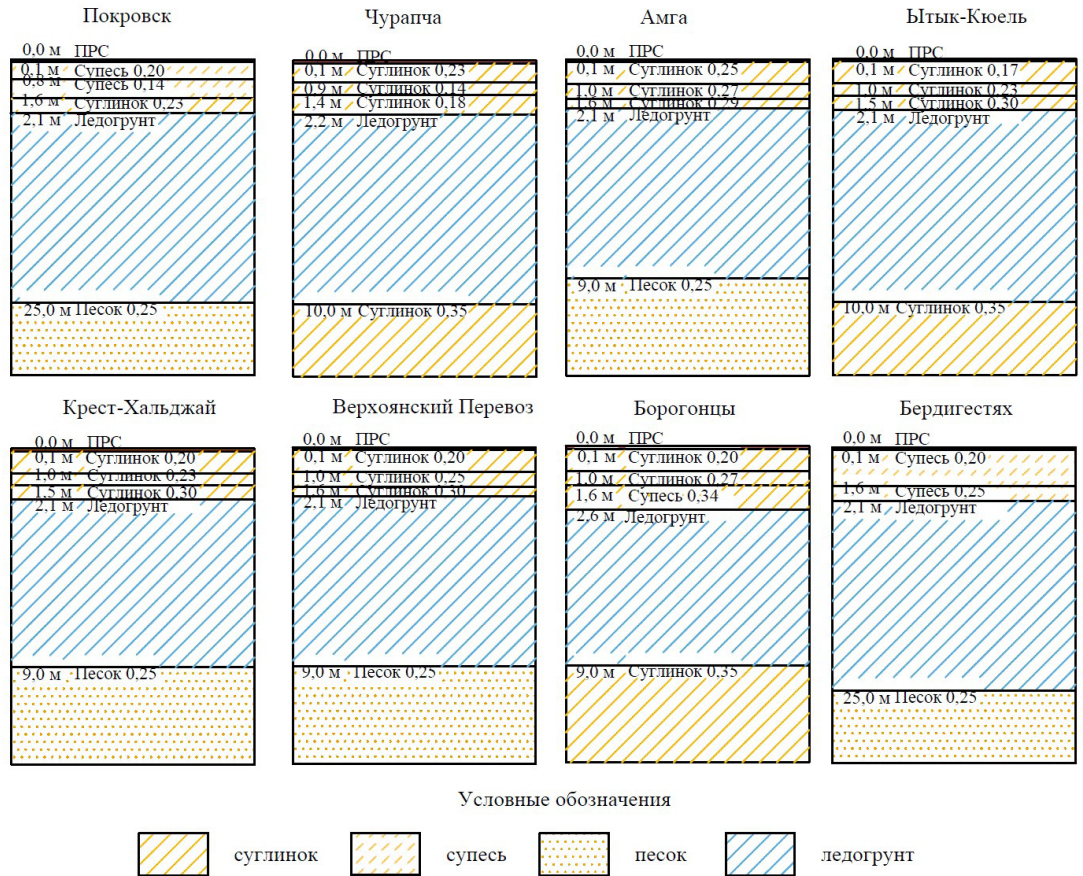


Рис. 2. Литологические колонки участков

Fig. 2. Lithological columns of area

Для оценки качества моделей была проведена их верификация с фактическими данными, полученными Институтом мерзлотоведения в период с 2017 по 2023 год. Моделирование производилось с помощью программного комплекса Frost3d, предназначенного для моделирования процессов тепломассопереноса в многолетнемерзлых грунтах с учётом влияния внешних тепловых воздействий. Для проведения расчетов на поверхности грунта установлены граничные условия III рода, которые выражались через климатические характеристики, которые представлены в таблицах 1, 2 и 3: скорость ветра, среднемесячные температуры воздуха, высота и плотность снежного покрова [9, 10]. При этом на первый год моделирования задавалось нали-

чие ветровой нагрузки, отсутствие почвенно-растительного слоя, увеличение влажности слоя сезонного оттаивания (СТС) на 30 % за счет изменения теплофизических свойств грунтов.

Таблица 1

Температуры атмосферного воздуха, °C (период измерений 1936-2024)

Table 1

Atmospheric air temperatures, °C (measurement period 1936-2024)

Участок	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.г.
Покровск	-39,9	-34,6	-21,4	-5,9	6,5	15,2	18,4	14,5	5,6	-7,6	-27,4	-38,2	-9,6
Чурапча	-42,5	-37,0	-22,5	-6,4	6,7	15,6	18,6	14,5	5,3	-9,2	-30,1	-41,0	-10,7
Амга	-41,4	-36,7	-22,4	-6,2	7	15,3	18,4	14,4	5,5	-8,5	-28,9	-39,7	-10,3
Ытык-Кюель	-44,4	-38,8	-24	-7,3	6,2	14,9	17,8	13,9	4,8	-10	-31,9	-42,6	-11,8
Крест-Хальджай	-44	-38	-22,2	-6	6,9	15,6	18,7	14,7	5,9	-8,7	-30,3	-42,2	-10,8
Верхоянский Перевоз	-43,1	-38,2	-23,4	-7,3	5,9	15	17,9	14	5,1	-9,7	-31,1	-41,3	-11,4
Борогонцы*	-41,5	-36,0	-21,5	-6,4	6,6	15,9	19,1	15,0	5,9	-8,3	-28,8	-39,6	-10
Бердигестях	-38,8	-33,9	-21,0	-6,9	5,6	14,3	17	13	4,2	-8,3	-27,2	-37,7	-10

Борогонцы* – интерполировано по метеостанциям Якутск и Намцы.

Таблица 2

Среднемесячная скорость ветра, м/с

Table 2

Average monthly wind speed, m/s

Участок	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Покровск	2	2,3	2,6	3	3,2	2,9	2,7	2,8	2,6	2,5	2,2	1,8
Чурапча	0,6	0,7	1,3	2,1	2,6	2,4	2	1,9	1,8	1,8	1	0,6
Амга	0,7	0,8	1,4	2,4	3	2,7	2,3	2,2	2,1	1,9	1,3	0,7
Ытык-Кюель	0,4	0,5	1	1,9	2,5	2,2	1,8	1,6	1,5	1,4	1,7	1,3
Крест-Хальджай	0,2	0,3	0,8	1,7	2,1	1,8	1,5	1,5	1,5	1,5	0,6	0,3
Верхоянский Перевоз	0,7	0,6	1,1	1,8	2,2	1,9	1,6	1,5	1,6	1,8	0,9	0,8
Борогонцы*	0,8	0,9	1,4	2,2	2,6	2,4	2,2	2,0	2,1	1,8	1,2	0,9
Бердигестях	0,4	0,8	1,1	2	2,2	1,8	1,4	1,3	1,6	1,6	1	0,5

Борогонцы* – данные по метеостанции Якутск.

Таблица 3

Высота и плотность снежного покрова, в м и кг/м³

Table 3

Snow depth and density, m and kg/m³

Участок	октябрь	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель
Чурапча	0,08/120	0,20/140	0,25/150	0,29/150	0,33/150	0,34/160	0,19/190
Ытык-Кюель	0,11/130	0,21/140	0,27/150	0,29/150	0,31/160	0,33/170	0,27/190
Амга	0,08/120	0,20/140	0,27/160	0,31/170	0,35/180	0,35/190	0,21/230
Покровск	0,08/110	0,19/120	0,26/140	0,31/150	0,34/160	0,36/160	0,27/200
Крест-Хальджай	0,10/100	0,24/140	0,28/160	0,33/160	0,36/160	0,38/170	0,30/200
Верхоянский Перевоз	0,12/120	0,26/140	0,31/140	0,35/150	0,38/160	0,40/160	0,36/190
Борогонцы*	0,07/110	0,18/130	0,26/140	0,30/150	0,32/160	0,33/170	0,20/220
Бердигестях	0,08/110	0,17/120	0,24/140	0,31/150	0,38/160	0,41/170	0,35/210

Борогонцы* – данные по метеостанции Якутск.

Исходные температуры грунтов характеризуются как низкотемпературные и варьируются от -2,1 до -3,0°C, грунты незасоленные.

Теплофизические свойства грунтов были подобраны с учетом их влажности и плотности в каждом слое: теплопроводность талых супесей составляет от 1,16 до 1,26 Вт/м*К, талых суглинков – от 1,16 до 1,33 Вт/м*К, а талых песков – 2,5 Вт/м*К. В случае с мерзлыми грунтами эти значения меняются следующим образом: теплопроводность мерзлых супесей – от 1,28 до 1,89 Вт/м*К, мерзлых суглинков – 1,51-2,15 Вт/м*К, а мерзлых песков – 2,73 Вт/м*К. Теплоемкость талых супесей составляет 642-686 Вт/м³, талых суглинков 686-896 Вт/м³, талых песков 872 Вт/м³, мерзлых супесей 523-529 Вт/м³, мерзлых суглинков 523-605 Вт/м³ и мерзлых песков 651 Вт/м³. Температура замерзания супесей составляет -0,15°C, суглинков -0,20°C, а песков -0,10°C [11, 12].

В моделях, которые учитывали восстановление почвенно-растительного слоя на приповерхностных слоях в течение трех лет после пожара, было показано, что на восьмой год ветер перестал оказывать влияние на расчеты, так как молодые растения создают свой микроклимат. На десятый год, благодаря изменению теплофизических характеристик, влажность в слое сезонного оттаивания вернулась к исходным значениям.

Результаты и обсуждение

Расчетные геокриологические характеристики приведены в таблице 4. Моделирование было выполнено для октября, когда глубина сезонного оттаивания грунта достигает своего максимума. Температуры грунтов рассчитаны для слоя годовых теплооборотов, расположенного на глубине 15 м.

Таблица 4

Расчетные геокриологические характеристики

Table 4

Calculated geocryological characteristics

Геокриологические характеристики	Покровск	Чурапча	Амга	Ытык-Кюель	Крест-Хальджай	Верхоянский Перевоз	Борогонцы	Бердигестях
Первоначальные данные за период с 2017 по 2023 год.								
Температура грунтов, $t_{гр}, ^\circ\text{C}$	-2,5	-2,9	-3,0	-3,0	-2,7	-2,9	-2,1	-2,5
Глубина протаивания, м	1,6	1,4	1,4	1,4	1,6	1,4	1,4	1,6
Прогнозируемые температуры грунтов и глубина сезонного оттаивания на октябрь (период максимального протаивания)								
Третий год после пожара. Наблюдается тенденция к снижению температуры на $0,02^\circ/\text{год}$. В местах пожара появляется пионерная растительность, такая как иван-чай, а уровень влажности возрастает								
Температура грунтов, $t_{гр}, ^\circ\text{C}$	-2,3	-2,9	-3,0	-3,0	-2,5	-2,8	-2,0	-1,8
Глубина протаивания, м	2,1	1,8	1,8	1,8	1,6	1,8	2,1	2,1
Спустя восемь лет после пожара, при температурном тренде $0,02^\circ/\text{год}$, высота молодых деревьев достигла 10 см								
Температура грунтов, $t_{гр}, ^\circ\text{C}$	-2,1	-2,6	-2,6	-2,7	-2,5	-2,5	-2,0	-1,9
Глубина протаивания, м	1,6	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	2,2	2,0
Прошло десять лет после пожара, и за это время температура воздуха повысилась $0,02^\circ/\text{год}$. Однако за это время восстановился древостой, а уровень влажности снизился								
Температура грунтов, $t_{гр}, ^\circ\text{C}$	-2,0	-2,8	-2,6	-2,8	-2,4	-2,4	-1,8	-1,8
Глубина протаивания, м	1,6	1,4	1,8	1,4	1,5	1,5	1,8	1,7
25 год после пожара, и при тенденции к потеплению на $0,02^\circ/\text{год}$, наблюдается восстановление древостоя								
Температура грунтов, $t_{гр}, ^\circ\text{C}$	-1,9	-2,7	-2,2	-2,7	-2,3	-2,3	-1,8	-1,8
Глубина протаивания, м	1,6	1,4	1,4	1,4	1,6	1,6	1,8	1,6

Прогнозные изменения температур грунтов при условии восстановления растительности не будут значительными, даже с учетом тенденции к потеплению на $0,02^\circ\text{C}/\text{год}$. Основным фактором, влияющим на повышение температур грунтов в конце расчетного периода, является среднегодовой тренд на потепление температуры воздуха. Через 25 лет ожидается увеличение

температуры на 0,5-1,6°C. Изменения глубин протаивания на 25-й год на участках Борогонцы и Покровск составят 0,4 м, в Бердигестях и Верхоянском Перевозе глубина протаивания от начальной увеличится на 0,3 м, а на остальных участках Центральной Якутии – 0,2 м.

На участках Покровск, Борогонцы и Бердигестях возможно достижение глубины протаивания кровли ледового комплекса. Это связано с высокими среднегодовыми температурами воздуха и распространением в верхней части разреза супесей, которые обладают более высокими теплопроводными свойствами, чем суглинки.

Моделирование было выполнено с учетом сукцессий, включая альбедо, затененность в летний период и изменение влажности пород при восстановлении растительности. Однако, если в первые годы, в «шоковый» период, растительность не начнет быстро восстанавливаться на межлассных участках, то дальнейшие изменения глубины протаивания будут более резкими из-за более высокой скорости протаивания льдистых пород, что может привести к активизации криогенных процессов.

В остальных участках – Чурапча, Амга, Ытык-Кюель, Крест-Хальджай, Верхоянский перевоз – протаивание, по расчетам, достигает глубины 1,6-1,8 м. Растительность постепенно восстанавливается, адаптируясь к изменившимся геокриологическим условиям (Рисунок 3).

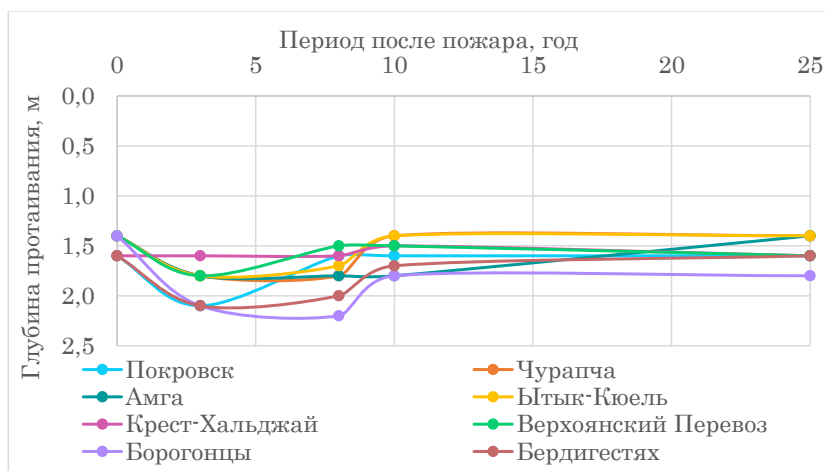


Рис. 3. Расчетная глубина протаивания на гарях по периодам

Fig. 3. Estimated depth of thawing on burnt areas by periods

Измерения температуры грунтов и глубины их протаивания [13] после лесных пожаров на межлассье показали следующие результаты:

1. В первые пять после пожара температура многолетнемерзлых пород повысилась на 0,3-0,5°C, а глубина протаивания увеличивалась на 0,4-0,8 м.

2. В последующие годы тепловое состояние грунтов постепенно восстанавливалось по мере роста травяно-мохового покрова и березово-лиственничной поросли, которые сокращали поступление солнечной радиации.

3. Через 20 лет после пожара температура межлассья снизилась на 0,9°C, а глубина протаивания уменьшилась на 0,1-0,3 м. Однако в периоды с большим снежным покровом температура грунтов повышалась на 1,5°C, а после малоснежных сезонов возвращалась к прежнему уровню.

4. В последние годы температура грунтов повысилась на 0,5°C, что свидетельствует о корректирующей роли режимов увлажнения и снегонакопления на охлаждающее воздействие сукцессионного развития растительности. Фактические данные подтверждают, что процесс восстановления геокриологических условий, происходит согласно расчетам. Глубина про-

таивания, по прогнозам, увеличивается примерно на 0,6–0,8 м, а по результатам замеров этот показатель составляет около 0,4–0,8.

Согласно расчетам, температура на глубине слоя годовых теплооборотов поднимется примерно на 0,6°C. Однако, по данным замеров, разница составляет около 0,5°C.

По данным Петрова М.И. [6], среднее многолетнее значение мощности СТС на контрольном участке составило 1,22 м, а на гари – 1,37 м. В первые два года после лесного пожара изменения мощности СТС в конце лета на гари были незначительными. Однако с третьего по седьмой год (2004–2008) после лесного пожара разница между значениями стала заметной. Максимальное значение мощности сезонно-талого слоя в этот период достигло 1,55 м. В последующие годы, с 2009 по 2011, на гари мощность талых пород уменьшилась. В эти годы на контрольном участке температуры грунта стабилизировалась. Второе увеличение мощности сезонно-талого слоя было связано со вторичным лесным пожаром, когда глубина слоя достигла 1,5–1,6 м. По сравнению с первым периодом, этот период был более коротким, и с 2016 года глубина протаивания зафиксировалась на отметках 1,3–1,4 м. В период с 2018 по 2020 год, спустя 17–19 лет после первого лесного пожара, разница в глубине протаивания на территории гари и на контрольном участке составила всего около 0,1 м.

Результаты наших расчетов подтверждают гипотезы, выдвинутые А.П. Тыртиковым [14], Ю.Л. Шуром [15], В.Н. Конищевым [16] о защитных свойствах влаголюбивой пионерной растительности в условиях мерзлотных ландшафтов.

Заключение

При условии восстановления растительности с учетом настоящего тренда повышения средней годовой температуры воздуха 0,02°C/год изменения в геоэкологических характеристиках грунтов будут незначительными. На динамику температур многолетнемерзлых пород в большей степени влияет тренд повышения средней годовой температуры воздуха. На участках Покровск, Борогонцы и Бердигестях на гаях уже на третий год возможно достижение талого слоя на поверхности льдонасыщенных грунтов и развитие протаивания ледового комплекса.

Литература

1. Hu Y., Fernandez-Anez N., Smith T.E.L., Rein G. Review of emissions from smouldering peat fires and their contribution to regional haze episodes. *International Journal of Wildland Fire*. 2018;(27):293–312. DOI: 10.1071/WF17084.
2. Ciavarella A., Cotterill D., Stott P., Kew S., Philip S., van Oldenborgh G.J., Skalevag A., Lorenz P., Robin, Y., Otto, F. Prolonged Siberian heat of 2020 almost impossible without human influence. *Climatic Change*. 2021;(166):9. DOI: 10.1007/s10584-021-03052-w.
3. Kuklina V., Sizov O., Rasputina E., Bilichenko I., Krasnoshtanova N., Bogdanov V., Petrov A.N. Fires on Ice: Emerging Permafrost Peatlands Fire Regimes in Russia's Subarctic Taiga. *Land* 2022;11(3):322; <https://doi.org/10.3390/land11030322>.
4. Варламов С.П., Скрябин П.Н. Постпирогенная динамика гидротермического состояния грунтов криолитозоны Якутии. *Успехи современного естествознания*. 2016;(5):105–110. DOI: <https://doi.org/10.17513/use.35907>
5. Десяткин Р.В., Николаева М.Х., Иванова А.З., Десяткин А.Р., Оконешникова М.В., Филиппов Н.В. Влияние крупных лесных пожаров 2021 года на растительность и почвы на территории распространения легких почвообразующих пород Центральной Якутии. *Бюллетень Почвенного института имени В.В. Докучаева*. 2024;(118):231–275. DOI: 10.19047/0136-1694-2024-118-231-275.
6. Petrov, M.I., Fedorov, A.N., Konstantinov, P.Y., and Argunov, R.N. Variability of Permafrost and Landscape Conditions Following Forest Fires in the Central Yakutian Taiga Zone. *Land*. 2022(11):496. <https://doi.org/10.3390/land11040496>.
7. Katamura F., Fukuda M., Bosikov N.P., Desyatkin R.V. Charcoal records from thermokarst deposits in central Yakutia, eastern Siberia: Implications for forest fire history and thermokarst development. *Quaternary Research*. 2009(71):36–40.

8. Павлов А.В. *Энергообмен в ландшафтной сфере Земли*. Новосибирск: Наука; 1984. 254 с.
9. Веселов В.М., Прибыльская И.Р., Мирзеабасов О.А. Специализированные массивы для климатических исследований. [Электронный ресурс] <http://aisori-m.meteo.ru/waisori/index1.xhtml>
- Veselov V.M., Pribylskaya I.R., Mirzeabasov O.A. Specialized arrays for climate research. <http://aisori-m.meteo.ru/waisori/index1.xhtml>
10. [Электронный ресурс] <http://www.pogodaiklimat.ru>
11. Гаврильев Р.В. *Теплофизические свойства горных пород и напочвенных покровов криолитозоны*. Новосибирск: Изд-во СО РАН; 1998. 280 с.
12. Новоприезжая В.А. Прогноз динамики верхней толщи криолитозоны Лено-Амгинского междуречья. *Актуальные проблемы и перспективы развития геокриологии: материалы VII Всероссийского научного молодежного геокриологического форума с международным участием, посвященного 150-летию и 100-летию со дня рождения ученых-мерзловедов Михаила Ивановича Сумгина и Кирилла Фабиановича Войтковского, г. Якутск, Россия, 27 июня – 7 июля 2023 г.* 2023;102–105.
13. Варламов С.П., Скачков Ю.Б., Скрыбин П.Н. *Мониторинг теплового режима грунтов Центральной Якутии*. Якутск; Издательство ФГБУН Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН: 2021. 156 с.
14. Тыртиков А.П. О влиянии растительности на многолетнемерзлую подпочву. *Материалы к основам учения о мерзлых зонах земной коры*. М.: Изд-ва АН СССР. 1956;(3):85–106.
15. Шур Ю.Л. *Верхний горизонт толщи мерзлых пород и термокарст*. Новосибирск: Наука; 1988. 213 с.
16. Конищев В.Н. Реакция вечной мерзлоты на потепление. *Криосфера Земли*. 2011;15(4):15–18.

References

1. Hu Y, Fernandez-Anez N, Smith TEL, et al. Review of emissions from smouldering peat fires and their contribution to regional haze episodes. *International Journal of Wildland Fire*. 2018;(27):293–312. DOI: 10.1071/WF17084.
2. Ciavarella A, Cotterill D, Stott P, et al. Prolonged Siberian heat of 2020 almost impossible without human influence. *Climatic Change*. 2021;(166):9. DOI: 10.1007/s10584-021-03052-w.
3. Kuklina V, Sizov O, Rasputina E, et al. Fires on Ice: Emerging Permafrost Peatlands Fire Regimes in Russia's Subarctic Taiga. *Land* 2022;11(3):322; <https://doi.org/10.3390/land11030322>.
4. Varlamov SP, Skryabin PN. Postpyrogenic dynamics of the hydrothermal state of soils in the permafrost zone of Yakutia. *Advances in modern natural science*. 2016;(5):105–110 (in Russian). DOI: <https://doi.org/10.17513/use.35907>.
5. Desyatkin RV, Nikolaeva MKh, Ivanova AZ, et al. The impact of large forest fires of 2021 on vegetation and soils in the territory of distribution of light soil-forming rocks in Central Yakutia. *Bulletin of the V.V. Dokuchaev Soil Science Institute*. 2024;(118):231–275 (in Russian). DOI: 10.19047/0136-1694-2024-118-231-275.
6. Petrov MI, Fedorov AN, Konstantinov PY, et al. Variability of Permafrost and Landscape Conditions Following Forest Fires in the Central Yakutian Taiga Zone. *Land*. 2022(11):496. <https://doi.org/10.3390/land11040496>.
7. Katamura F, Fukuda M, Bosikov NP, et al. Charcoal records from thermokarst deposits in central Yakutia, eastern Siberia: Implications for forest fire history and thermokarst development. *Quaternary Research*. 2009(71):36–40.
8. Pavlov AV. *Energy exchange in the landscape sphere of the Earth*. Novosibirsk: Nauka; 1984:254 (in Russian).
9. Veselov VM, Pribylskaya IR, Mirzeabasov OA. Specialized arrays for climate research. Available at: <http://aisori-m.meteo.ru/waisori/index1.xhtml> (in Russian).
10. <http://www.pogodaiklimat.ru> (in Russian).
11. Gavriliev RV. *Thermophysical properties of rocks and ground covers of the cryolithozone*. Novosibirsk: Publishing house of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 1998:280 (in Russian).
12. Novopriezzaya VA. Forecast of the dynamics of the upper layer of the cryolithozone of the Lena-Amga interfluv. *Actual problems and prospects for the development of geocryology: Proceedings of the VII All-Russian scientific youth geocryological forum with international participation, dedicated to the 150th and 100th anniversaries of the birth of permafrost scientists Mikhail Ivanovich Sumgin and Kirill Fabianovich Voitkovsky, Yakutsk, Russia, June 27 – July 7, 2023*. 2023;102–105 (in Russian).

13. Varlamov SP, Skachkov YuB, Skryabin PN. *Monitoring the thermal regime of soils in Central Yakutia*. Yakutsk; Publishing house of the Federal State Budgetary Institution of Science of the P.I. Melnikov Institute of Permafrost Science SB RAS; 2021:156 (in Russian).

14. Tyrtikov AP. *On the influence of vegetation on permafrost subsoil. Materials for the foundations of the theory of frozen zones of the earth's crust*. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences. 1956;(3):85–106 (in Russian).

15. Shur YuL. *The upper horizon of frozen rocks and thermokarst*. Novosibirsk: Science; 1988:213 (in Russian).

16. Konishchev VN. Permafrost response to warming. *Earth's Cryosphere*. 2011;15(4):15–18 (in Russian).

Об авторах

НОВОПРИЕЗЖАЯ Варвара Андреевна – м.н.с. Института мерзлотоведения им П.И. Мельникова, г. Якутск, Российская федерация, ORCID: 0000-0003-4632-9840, ResearcherID: AER-2270-2022, Scopus Author ID: 57219963224, SPIN: 4245-5312

E-mail: schwarz999@mail.ru

ФЕДОРОВ Александр Николаевич – д.г.н., г.н.с., зам. дир. по науке Института мерзлотоведения им П.И. Мельникова, г. Якутск, Российская федерация, ORCID: 0000-0002-4016-2149, ResearcherID: K-2478-2016, Scopus Author ID: 22957332600, SPIN: 6083-1651

E-mail: fedorov@mpi.ysn.ru

About the authors

Varvara A. NOVOPRIEZZHAYA – Junior Researcher, Post-Graduate Student, Melnikov Permafrost Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation, ORCID: 0000-0003-4632-9840, ResearcherID: AER-2270-2022, Scopus Author ID: 57219963224, SPIN: 4245-5312

E-mail: schwarz999@mail.ru

Alexander N. FEDOROV – Dr. Sci. (Geography), Chief Researcher, Deputy Director for Science, Melnikov Permafrost Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation, ORCID: 0000-0002-4016-2149, ResearcherID: K-2478-2016, Scopus Author ID: 22957332600, SPIN: 6083-1651

E-mail: fedorov@mpi.ysn.ru

Вклад авторов

Новоприезжая В.А. – методология, верификация данных, проведение исследования, администрирование данных, визуализация

Федоров А.Н. – разработка концепции, редактирование рукописи, руководство исследованием, администрирование проекта, получение финансирования

Authors' contribution

Novopriezzhasya V.A. – conceptualization, methodology, validation, investigation, data curation, writing original draft, editing, visualization.

Fedorov A.N. – conceptualization, editing, supervision, project administration, funding acquisition

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interest.

Поступила в редакцию / Submitted 01.07.2025

Принята к публикации / Accepted 04.08.2025

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА И АТМОСФЕРНЫХ ОСАДКОВ В СРЕДНЕМ ТЕЧЕНИИ РЕКИ ЛЕНЫ

А. Н. Петрова

Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, г. Якутск, Россия

aleksandrap@mpi.ysn.ru

Аннотация

В настоящее время в долине среднего течения реки Лены проживает около 45% населения Республики Саха (Якутия). Последствия изменений климата в той или иной степени могут оказать как негативное, так и позитивное влияние на жизнь этих людей. Цель данной статьи: выявить особенности изменения температуры воздуха и режима осадков в исследуемом районе. В работе использованы методы статистического анализа и научного обобщения. Проанализированы метеорологические ряды трех станций, расположенных в долине среднего течения реки Лены – Намцы, Якутск и Покровск. Температура воздуха взята за период 1961–2024 гг., который охватывает старый базовый период 1961–1990 гг. и текущую климатическую норму 1991–2020 гг. Ряды атмосферных осадков проанализированы за период 1966–2024 гг. Для упрощения задачи за теплый период принят период с мая по сентябрь, за холодный период – период с октября по апрель. Выявлены статистически значимые тренды годовой температуры воздуха, скорость изменений составляет в Покровске $0,4^{\circ}\text{C} / 10$ лет, в Якутске и Намцах $0,6^{\circ}\text{C} / 10$ лет. Существенно выросли суммы суточных температур теплого периода. Анализ атмосферных осадков не обнаружил статистически значимые тренды; графическая визуализация их динамики дает представление о значительной межгодовой изменчивости. На всех станциях с 2014 года наблюдается уменьшение количества осадков теплого периода, а в последние 5 лет – увеличение количества осадков холодного периода. Полученные результаты могут быть использованы при принятии планов региональных адаптационных мероприятий на территории Республики Саха (Якутия), в частности, для ее центральной, наиболее населенной части.

Ключевые слова: региональные изменения климата, резко-континентальный климат, температура воздуха, сумма суточных температур, атмосферные осадки, максимальное суточное количество осадков.

Финансирование. Работа выполнена в рамках базового бюджетного проекта Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН по теме «Криогенные процессы и формирование природных рисков освоения мерзлотных ландшафтов Восточной Сибири» (рег. № 122011400152-7).]

Для цитирования: Петрова А. Н. Региональные изменения температуры воздуха и атмосферных осадков в среднем течении реки Лены. *Вестник СВФУ*. 2025;(3): 78–87. DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-78-87

Original article

REGIONAL CHANGES IN AIR TEMPERATURE AND PRECIPITATION IN THE VALLEYS OF THE MIDDLE REACHES OF THE LENA RIVER

Aleksandra N. Petrova

Melnikov Permafrost Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia

aleksandrap@mpi.ysn.ru

Abstract

Currently, about 45% of the population of the Republic of Sakha (Yakutia) lives in the valley of the middle reaches of the Lena River. The effects of climate change to varying degrees can have both negative and positive impacts on the lives of these people. The purpose of this article: to identify the features of changes in air temperature and precipitation regime in the study area. The paper uses methods of statistical analysis and scientific

generalization. Meteorological series of three stations located in the valley of the middle reaches of the Lena River – Namtsy, Yakutsk and Pokrovsk – were analyzed. The air temperature is taken for the period 1961-2024, which covers the old base period 1961-1990 and the current climatic norm 1991-2020. The series of atmospheric precipitation were analyzed for the period 1966-2024. To simplify the task, the period from May to September was taken for the warm period, and the period from October to April for the cold period. Statistically significant trends in annual air temperature were revealed, the rate of change in Pokrovsk is $0.4^{\circ}\text{C}/10$ years, in Yakutsk and Namtsy $0.6^{\circ}\text{C}/10$ years. The sums of the daily temperatures of the warm period increased significantly. Analysis of precipitation did not find statistically significant trends; graphical visualization of their dynamics provides insight into significant year-to-year variability. At all stations since 2014, there has been a decrease in the amount of precipitation of the warm period, and in the last 5 years – an increase in the amount of precipitation of the cold period. The results obtained can be used when adopting plans for regional adaptation measures in the Republic of Sakha (Yakutia), in particular, for its central, most populated part.

Keywords: regional climate changes, sharply continental climate, air temperature, sum of daily temperatures, atmospheric precipitation, maximum daily precipitation

Funding. This study was supported by basic budgeted project “Cryogenic processes and the formation of natural risks in the development of permafrost landscapes in Eastern Siberia” (reg. No. 122011400152-7).

For citation: Petrova A. N. Regional changes in air temperature and precipitation in the valleys of the middle reaches of the Lena river. *Vestnik of North-Eastern Federal University. “Earth Sciences”*. 2025;(3):78–87 (in Russian) DOI: 10.25587/2587-8751-2025-1-78-87

Введение

Участки долины среднего течения реки Лены – Туймада, Эркэни и Энсиэли являются наиболее населенной частью Якутии. Здесь расположены Якутск – самый крупный город на вечной мерзлоте с пригородами, районные центры г. Покровск и с. Намцы и относительно крупные сельские поселения. По данным Федеральной службы государственной статистики [1] в совокупности на рассматриваемой территории проживает 45% населения Республики Саха (Якутия). Наблюдаемый рост температуры воздуха оказывает влияние на состояние многолетнемерзлых грунтов. Дестабилизация термического состояния грунтов может стать триггером негативных для инфраструктуры процессов: заболачивания, термокарстовых просадок, пучения грунтов, береговой эрозии.

По мнению О.А. Поморцева, рассматриваемый район особенно интересен для исследования откликов климатических параметров на изменение солнечной активности в силу географического положения: горные цепи с юга и востока блокируют вторжение воздушных масс с акватории Тихого океана, значительная удаленность от Атлантического океана нивелирует влияние теплых и влажных воздушных масс Атлантики. Анализ многолетних рядов температуры воздуха и атмосферных осадков ОГМС Якутск в графическом сопоставлении с ходами чисел Вольфа показали единство тенденций в активности Солнца и динамике метеорологических элементов [2].

Региональные изменения климата обусловлены его специфическими характеристиками: климат здесь резко-континентальный, с очень холодной продолжительной зимой, относительно жарким коротким летом, коротким межсезоньем, малым количеством осадков и с большими годовыми амплитудами температур. Циркуляция атмосферы носит резко выраженный сезонный характер. Господствующими являются арктические воздушные массы и континентальные воздушные массы умеренных широт. Климат холодной части года определяется устойчивым Азиатским антициклоном, формирование которого начинается в сентябре и достигает максимума в январе. С марта антициклональный тип погоды сменяется циклоническим; на арктическом фронте возникают или регенерируют западные циклоны. Циклоны, выходящие с юга, приносят с собой теплый воздух и усиливают контрасты температур. Летом на центральную Якутию из субтропической фронтальной зоны выходят южные циклоны; иногда сильные осадки приносят

холодные фронты западных и северо-западных циклонов. Нередко летом устанавливается высотное барическое поле с обширным гребнем, по западной периферии которого происходит вынос сухого теплого воздуха из Средней Азии, а у земли формируется малоградиентное поле повышенного или пониженного давления. В такие периоды здесь устанавливается исключительно сухая и жаркая погода, с редкими осадками в виде кратковременных ливней конвективного характера. В условиях ясного неба и малоподвижного воздуха формируется метеорологическая засуха. С приходом осени западный перенос постепенно восстанавливается и погоду начинают определять западные циклоны; меридиональные вторжения арктического воздуха приводят к интенсивному выхолаживанию. Но нередко возможны значительные повышения температуры в результате выноса теплого воздуха при смещении серии циклонов с юга Западной Сибири [3, 4].

Самым холодным месяцем является январь; при этом не всегда абсолютный минимум года приходится на него. Скачковым Ю.Б. установлено, что ежегодный минимум температуры воздуха в Якутске за весь период наблюдений в 32 % случаев отмечался в декабре, в 52 % случаев – в январе и в 16 % случаев – в феврале. Ежегодный максимум температуры воздуха в 14 % случаев отмечался в июне, в 79 % случаев – в июле и в 7 % случаев – в августе [5].

По данным, приведенным в «Докладе...» за 2024 год, в целом в Восточной Сибири наблюдается интенсивное потепление весной и осенью (линейный тренд в оба сезона составил $+0,75^{\circ}\text{C}/10$ лет). Для сравнения, тренд зимней температуры $+0,39^{\circ}\text{C}/10$ лет, летом статистически незначимый тренд величиной $+0,22^{\circ}\text{C}/10$ лет. Увеличивается продолжительность переходных периодов, растет число случаев с оттепелью. Изменение количества атмосферных осадков имеет неоднородный характер. В целом в Восточной Сибири имеется тенденция увеличения весенних осадков $6,7 \text{ \%}/10$ лет, увеличилось также количество осенних осадков $4,8 \text{ \%}/10$ лет. При этом отмечается, что региональные тренды наблюдаются на фоне существенных колебаний с периодом в несколько десятилетий, так что нельзя с уверенностью утверждать наличие тренда, а, возможно, лишь наличие определенной фазы таких колебаний [6].

За последние 60 лет в бассейне среднего течения реки Лены отмечаются более ранние сроки прекращения весенних заморозков, более поздние сроки наступления осенних заморозков; при этом средние даты перехода температуры через 0°C за два 30-летних периода отмечаются примерно в одни и те же сроки во второй декаде апреля (27.04 ± 9 и 25.04 ± 7 соответственно). Даты устойчивого перехода среднесуточной температуры через 5 и 10°C в 1991–2021 гг. сместились на более ранние сроки, с опережением на 6 и 4 дня соответственно [7].

Цель исследования: выявить региональные особенности изменения температуры воздуха и режима осадков в долине среднего течения бассейна реки Лены.

Материалы и методы. Для анализа климатического режима использованы метеорологические ряды из базы данных ВНИИГМИ-МЦД [8], базы данных «Метеорологические характеристики мерзлотных ландшафтов долины Туймаада» [9] и интернет-ресурса «Погода и климат» [10] (с севера на юг): метеостанции Намцы для характеристики Энсиэли, объединенной гидрометеорологической станции Якутск для характеристики Туймада; агрометеорологической станции Покровск для характеристики Эркэни. Все три метеостанции расположены на левом берегу р. Лены. Метеостанция Намцы находится в центральной части одноименного села, в 750 м. к западу от реки; высота метеоплощадки 88 м. Метеостанция Якутск находится в центральной части Туймады, в 4 км к западу от реки, высота метеоплощадки 98 м н.у.м. Метеостанция Покровск, в отличие от первых двух, расположена не в понижении рельефа, а на возвышенном месте у южной оконечности Эркэни. Высота метеоплощадки 113 м н.у.м. Река Лена, которая является фактором, влияющим на формирование локальных черт климата, протекает в 400 м к востоку. Наибольшее влияние реки на локальный климат наблюдается в Покровске, возле которого Лена протекает основным руслом, обеспечивая более выраженный охлаждающий и увлажняющий эффект. Расстояние между станциями Якутск и Покровск составляет 60 км, между станциями Якутск и Намцы – 80 км [11, 12].

Были проанализированы метеорологические ряды за период 1961-2024 гг. по температуре воздуха и за 1966-2024 гг. по количеству атмосферных осадков. Ряды по станции Намцы взяты с 1965 г., т.к. до июня 1964 г. станция работала по программе М-III. Гидрологический год взят за период с октября по апрель, теплый период с мая по сентябрь, холодный период – с октября по апрель.

Результаты и их обсуждение

Средняя годовая температура воздуха (за основу взят гидрологический год, X-IX) за период 1961-2024 гг. в Якутске составила -8,9°C, в Покровске -9,3°C. Самым холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой воздуха соответственно -39,0°C и -39,4°C; самым теплым – июль с температурой соответственно 19,4°C и 18,5°C (табл.1).

Таблица 1

Среднемесячная температура воздуха за период 1961-2024 гг.

Table 1

Average monthly air temperature for the period 1961–2024

станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Намцы	-41,4	-36,3	-21,4	-5,8	7,1	16,2	19,2	15,0	5,7	-8,5	-29,4	-40,1	-10,0
Якутск	-39,0	-34,3	-20,1	-4,8	7,4	16,4	19,4	15,3	6,0	-7,5	-27,3	-37,8	-8,9
Покровск	-39,4	-34,4	-20,9	-5,5	6,8	15,4	18,5	14,5	5,5	-7,5	-26,5	-38,0	-9,3

Выявлены статистически значимые тренды годовой температуры воздуха, скорость изменений составляет в Покровске 0,4°C / 10 лет, в Якутске и Намцах 0,6°C / 10 лет (рис. 1). При этом прослеживается увеличение разности температур между этими станциями. Так, если до конца 80-х годов годовая температура на станциях Покровск и Якутск была практически одинаковой, то с начала 90-х в Якутске температура растет быстрее. Предположительно, это объясняется отепляющим влиянием города. В 90-е годы началась интенсивная застройка этой части города, в 700 м к югу от метеостанции был построен комплекс зданий Национального центра медицины, дачные садовые товарищества превратились в район индивидуальной жилой застройки. Таким образом, метеостанция Якутск оказалась внутри «городского острова тепла». Аналогично выглядит ситуация с метеостанцией Намцы, вокруг которой за последние 30 лет выросли новые жилые кварталы из 1- и 2-этажных частных домов.

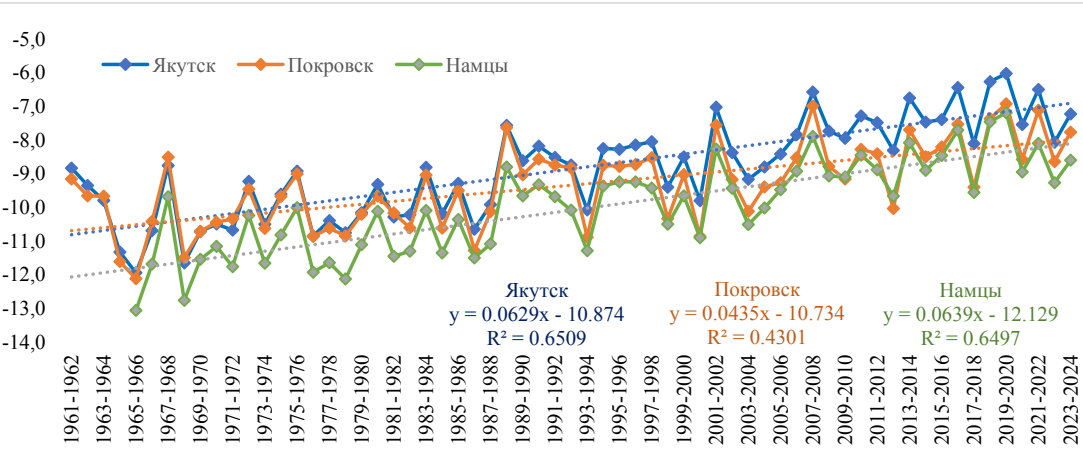


Рис. 1. Динамика среднегодовой температуры воздуха, 1961-2024гг.

Fig. 1. Dynamics of the average annual air temperature, 1961–2024

Для упрощения задачи за теплый период принят период с мая по сентябрь, за холодный период – период с октября по апрель. Выбор периодов был сделан с учетом того, что по многолетним данным, средние даты перехода температуры через 0 °С в исследуемом районе весной приходятся на конец апреля – начало мая, осенью – на конец сентября – начало октября [13]. Выявлен существенный рост суммы суточных температур за период май-сентябрь; если в 1961 году значения параметра колебались от 1400 до 1800 градусов, то в последнее десятилетие они составляют от 1800 до 2200 градусов (рис. 2). Процесс больше выражен на станциях Якутск и Намцы, в Покровске суммы температур теплого периода растут с меньшей скоростью.

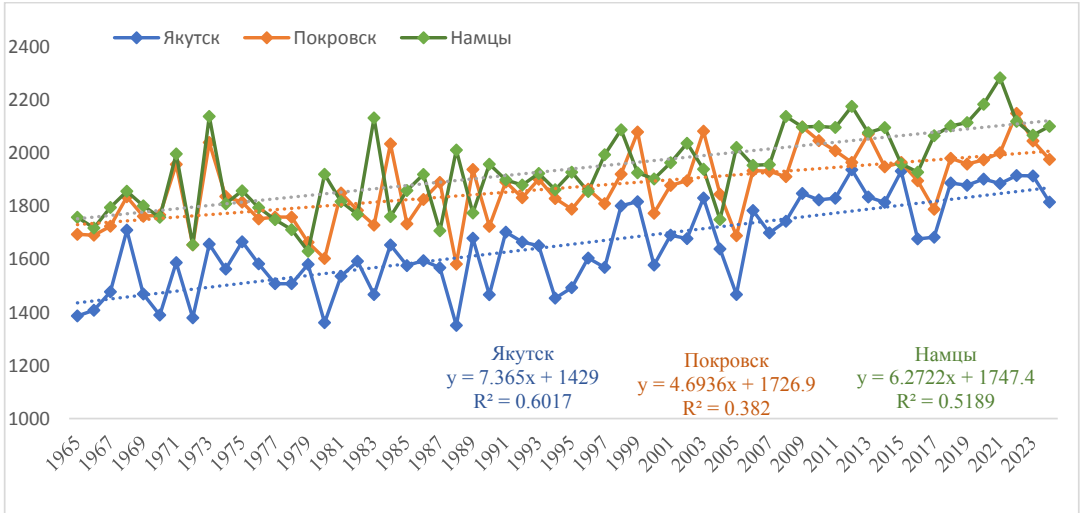


Рис. 2. Сумма суточных температур (°C), май-сентябрь

Fig. 2. Sum of daily temperatures (°C), May–September

Средняя многолетняя сумма осадков за период 1966-2024 гг. по ст. Якутск равна 237 мм, по ст. Покровск 253 мм. В течение года осадки выпадают неравномерно. Большая часть их, 60-70% годовой суммы, выпадает в теплый период года. Минимум осадков за год отмечается в феврале-марте, максимум – в июле-августе. Максимальное количество осадков в среднем выпадают в июле. Средние значения составляют 39 мм в Якутске и 48 мм в Покровске. Наименьшее количество осадков выпадает с декабря по апрель (табл. 2).

Таблица 2

Средняя многолетняя сумма осадков, 1966-2024 гг.

Table 2

Average long-term precipitation, 1966–2024.

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Намцы	9	8	7	9	19	31	40	41	30	22	17	10	244
Якутск	9	8	7	9	19	33	39	38	29	20	17	11	237
Покровск	9	7	6	9	22	35	48	42	31	19	15	10	253

Анализ временных рядов атмосферных осадков не обнаружил статистически значимые тренды. Тем не менее, несмотря на отсутствие значимого тренда, графическая визуализация динамики осадков дает представление об их межгодовой изменчивости и цикличности, кото-

рые могут быть значимыми в локальном контексте. Наиболее показательными в этом плане являются графики суммы осадков холодного периода (с октября по апрель) и суммы осадков теплого периода (с мая по сентябрь). В 2003, 2006, 2013 годы сумма осадков теплого периода превысила 95 процентиль, но, начиная с 2014 года, на всех трех станциях наблюдается уменьшение их количества (рис. 3). В сочетании с продолжающим ростом суммы суточных температур теплого периода это подтверждает спрогнозированное Поморцевым О.А. [2] усиление динамики теплой и сухой фазы климата.

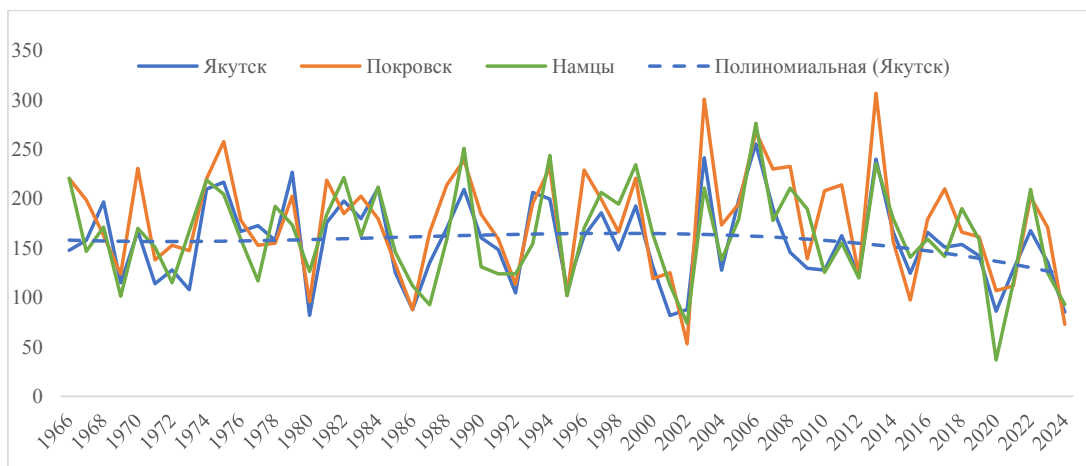


Рис. 3. Суммы осадков теплого периода (мм), май-сентябрь

Fig. 3. Total precipitation of the warm period (mm), May–September

Сумма осадков холодного периода показывает за последнее пятилетие растет. Наиболее значительный вклад внесли снежные зимы 2019-2020 года и особенно 2022-2023 года (рис. 4), которая стала рекордной по сумме выпавших осадков.

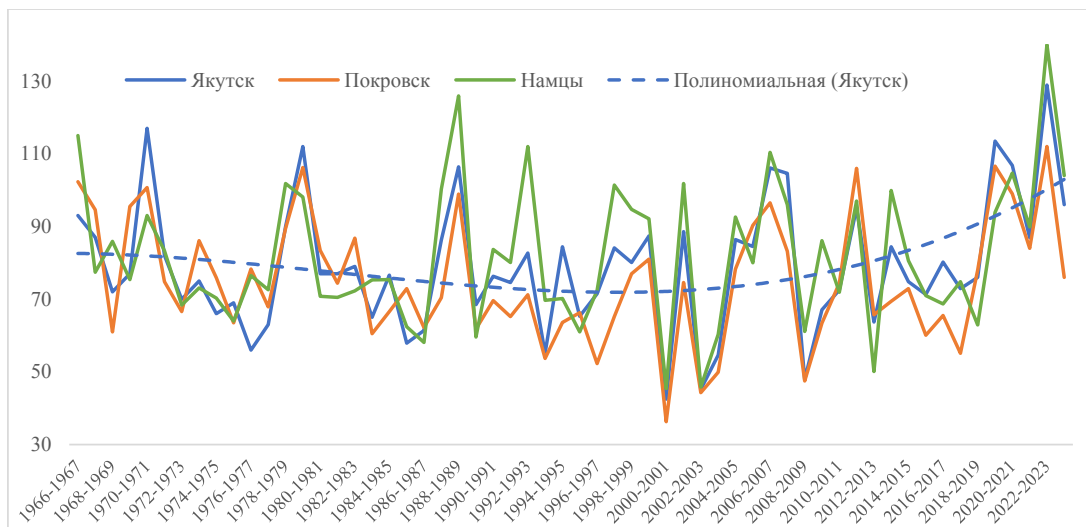


Рис. 4. Сумма осадков холодного периода (мм), май-сентябрь

Fig. 4. Total precipitation for the cold period (mm), May–September

Анализ максимального суточного количества осадков за период 1966-2024 гг. выявил высокую межгодовую изменчивость при отсутствии статистически значимых трендов. Несмотря на отсутствие значимого тренда, увеличение дисперсии в последние десятилетия свидетельствует о значительных изменениях режима осадков (рис. 5).

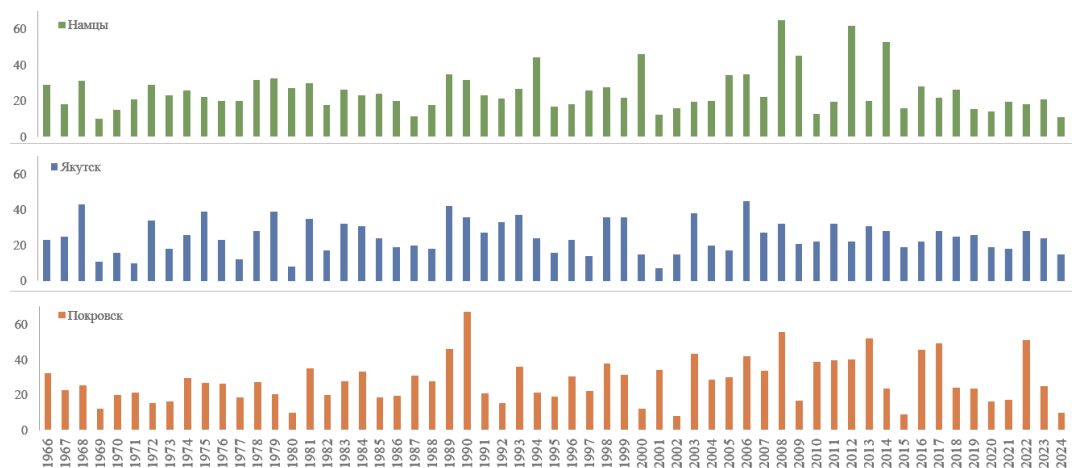


Рис. 5. Максимальное суточное количество осадков (мм)

Fig. 5. Maximum daily precipitation (mm)

Хотя статистически значимого тренда не обнаружено, скользящий анализ стандартного отклонения (10-летнее окно) выявил рост дисперсии максимальных осадков в Покровске и Намцах, особенно заметный с начала 2000-х годов. В Якутске подобная динамика отсутствует, что подчёркивает роль локальных факторов. Отмечается также учащение экстремальных событий (>50 мм/сутки), особенно в 2008, 2012 и 2014 гг. Отдельные экстремальные события (например, максимумы в Покровске в 1990г. (67,1 мм), в 2008 г (55,8 мм) и в 2022 г. (51,0 мм), в Намцах в 2008 г. (64,9 мм) и 2012 г. (61,9 мм). требуют дополнительного анализа. Показатели станции Якутск более стабильные, без резких скачков. Дополнительно были рассмотрены данные АМЦ Якутск. Эта метеостанция находится в районе аэропорта им. П.А. Ойунского, в 12 км к северо-северо-западу от ОГМС Якутск и в 700 м к западу от берега Лены. Метеостанция режимных метеонаблюдений не ведет, но с 2005 года архив оперативных данных (по данным телеграмм METAR) доступен на сайте <https://trp5.gu/> [14]. Для анализа были использованы данные за период 2012-2024 гг., т.к. в рядах до 2012 г. имеются существенные пропуски. Средняя разница между данными ОГМС Якутск и АМЦ Якутск в сумме осадков теплого периода (V-IX) составила 0,4 мм, максимальная 6,8 мм; в сумме осадков холодного периода (X-IV) составила -0,4 мм, максимальная -3,2 мм (табл. 3).

В период 1976-1979 г. в г. Якутске проводились исследования мезо- и микроклиматические съемки в разные сезоны года и в различное время суток. Обобщение результатов показало, что в целом центральная часть города теплее окраин. Наибольшие различия были отмечены в утренние часы; была выявлена зависимость от типов погоды – наибольшие различия зафиксированы при тихой ясной погоде, а зимой также и при тихой пасмурной погоде. Таким образом, уже в 70-е годы, когда городские кварталы занимали значительно меньшую площадь, в Якутске сформировался «городской остров тепла» [15].

За прошедшие десятилетия город значительно вырос, как по площади, так и в высоту. С учетом происходящих глобальных климатических изменений, созрела необходимость нового, более подробного исследования климата г. Якутска.

Методами географического дешифрирования выявлено, что в Якутске разница температуры между «тепловым островом» города и пригородной зоной составляет от 10 до 25 °С зимой и около 10 °С в летнее время [16]. Отмечается, что эффект «городского острова тепла» более ярко выражен при антициклональном типе циркуляции [17].

Таблица 3

Сумма осадков (мм) по данным ОГМС Якутск и АМЦ Якутск

Table 3

Total precipitation (mm) according to the weather stations
OGMS Yakutsk and AMC Yakutsk

Годы	Сумма осадков X-IV		Сумма осадков V-IX		Сумма осадков за год	
	ОГМС	аэропорт	ОГМС	аэропорт	ОГМС	аэропорт
2012-2013	63.7	64.5	240.3	243.4	304	307.9
2013-2014	84.4	84.1	166.4	168.7	250.8	252.8
2014-2015	74.8	74.6	124.7	123.3	199.5	197.9
2015-2016	71.3	71.9	166.1	164.6	237.4	236.5
2016-2017	80.2	83.4	151	152.5	231.2	235.9
2017-2018	72.9	71.1	153.9	153.8	226.8	224.9
2018-2019	76.0	77.2	142.5	138.7	218.5	215.9
2019-2020	113.5	114.5	86.3	88.7	199.8	203.2
2020-2021	106.8	107.3	128.2	121.4	235	228.7
2021-2022	86.9	85.2	167.9	167.9	254.8	253.1
2022-2023	128.9	131.2	135.9	136.3	264.8	267.5
2023-2024	96.0	95.0	85.2	84.3	181.2	179.3

Заключение

По данным метеостанций, расположенных в долине среднего течения реки Лены, выявлены статистически значимые тренды годовой температуры воздуха, скорость изменений составляет в Покровске 0,4°С / 10 лет, в Якутске и Намцах 0,6°С / 10 лет. Разница в скорости изменений температуры, предположительно, вызвана отепляющим влиянием селитебных территорий. Данный вопрос требует отдельного, более подробного изучения. В частности, созрела необходимость детального исследования климата г. Якутска, климата самого крупного города на вечной мерзлоте.

Выросла сумма суточных температур за период май-сентябрь: с 1400-1800 градусов до 1800-2200 градусов. Анализ атмосферных осадков показал высокую межгодовую изменчивость при отсутствии статистически значимых трендов. Все случаи превышения 99-го перцентиля суммы атмосферных осадков за теплый период (май-сентябрь) и за холодный период (октябрь-апрель) зафиксированы в XXI веке. При этом в последние годы наблюдается уменьшение суммы осадков теплого периода и увеличение суммы осадков холодного периода. Учитывая значительную межгодовую изменчивость атмосферных осадков, важно совершенствовать мониторинг осадков и методы их прогнозирования для минимизации рисков, связанных как с увеличением суммы осадков, так и с их дефицитом.

Литература

1. Федеральная служба государственной статистики. [сайт]: URL: <https://14.rosstat.gov.ru>. (дата обращения: 15.05.2025).

2. Поморцев О. А. Численное моделирование климата Центральной Якутии / О. А. Поморцев, А. А. Поморцева // *Успехи современного естествознания*. – 2021. – № 11. – С. 119-125. – DOI 10.17513/use.37722. – EDN WDXHLT.
3. Кобышева Н. В., Акентьева Е. М., Богданова Э. Г. и др. *Климат России*. // под ред. Н.В. Кобышевой [Книга]. – Санкт-Петербург : Гидрометеоздат, 2001.
4. География Сибири в начале XXI века : в 6 томах / А. Д. Абалаков, С. Г. Андреев, Е. М. Антипова [и др.]. – Новосибирск : Академическое издательство “Гео”, 2016. – 396 с. – ISBN 978-5-906284-98-3. – EDN XBLSSL.
5. Скачков Ю. Б. Динамика многолетних изменений экстремумов температуры воздуха в Г. Якутске / Ю. Б. Скачков // *Целостность и ресурс в экстремальных условиях* : сборник материалов и докладов Всероссийской конференции, приуроченной к 75-летию ЯНЦ СО РАН, Якутск, 19–23 сентября 2024 года. – Киров: Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании, 2024. – С. 185-187. – DOI 10.24412/cl-37269-2024-1-185-187. – EDN DRUKYT.
6. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2024 год. – Москва, 2025. – 104 с.
7. Фенологическая реакция некоторых видов сем. Ranunculaceae на региональные изменения климата в Центральной Якутии / Н. С. Данилова, С. Н. Андреева, Д. Н. Андросова [и др.] // *Вестник Удмуртского университета. Серия Биология. Науки о Земле*. – 2023. – Т. 33, № 1. – С. 32-42. – DOI 10.35634/2412-9518-2023-33-1-32-42. – EDN VNVDKT.
8. Специализированные массивы данных для климатических исследований ВНИИГМИ-МЦД [Электронный ресурс]. URL: <http://aisori.meteo.ru/ClimateR> (дата обращения: 30.04.2025).
9. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2023622999 Российская Федерация. *Метеорологические характеристики мерзлотных ландшафтов долины Туймаада* : № 2023622729 : заявл. 21.08.2023 : опубл. 30.08.2023 / А. Н. Петрова, М. С. Васильев ; заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова Сибирского отделения Российской академии наук. – EDN UBBSZL.
10. *Погода и Климат: прогнозы погоды, новости погоды, климатические данные*. [Электронный ресурс]: URL: <http://pogodaiklimat.ru> (дата обращения: 30.04.2025).
11. *Автоматизированная система учета наблюдательных подразделений Росгидромета*. [Электронный ресурс]: URL: http://cliware.meteo.ru/goskom_cat/list/index.jsp (дата обращения: 15.05.2025).
12. Справочник по климату СССР, выпуск 24, История и физико-географическое описание метеорологических станций и постов. Под.ред. Изюменко С.А.. – Якутск : Якутское управление гидрометеорологической службы, 1972.
13. *Научно-прикладной справочник «Климат России»* [Электронный ресурс] // Единый государственный фонд данных. - ВНИИГМИ-МЦД. – 15.05 2025 г.. – <http://aisori-m.meteo.ru/climspn/docs.shtml>.
14. *Расписание погоды* // Электронный ресурс. URL: <https://rp5.ru/>. (Дата обращения: 05.05.2025).
15. Климат Якутска. Под ред. Ц.А. Швер, С.А. Изюменко. – Ленинград : Гидрометеоздат, 1982.
16. Стручкова Г.П., Крупнова Т.Г., Ракова О.В., Тихонова С.А., Шеин Н.С., Капитонова Т.А. Определение тепловых аномалий г. Якутск по результатам дешифрирования спутниковых данных. Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2023;28(3):415–424. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2023-28-3-415-424>
17. Константинов, П.И. Городские острова тепла Российской Федерации: основные характеристики и проблемы изучения / П. И. Константинов, Е. А. Куканова. – Другой вид содержания: электронное // Доклад на Международной конференции ENVIROMIS'2014. – URL: http://www.scert.ru/enviromis/2014/presentation/Presentation/Conference/Session_5/Oral_reports/Konstantinov.pdf (дата обращения: 08.08.2025).

References

1. Federal State Statistics Service. Available at: <https://14.rosstat.gov.ru>. (accessed: 15 May 2025) (in Russian).
2. Pomortsev OA, Pomortseva AA. Numerical modeling of the climate of Central Yakutia. *Advances in modern natural science*. 2021;11:119–125 (in Russian). DOI 10.17513/use.37722.
3. Kobysheva NV, Akentyeva EM, Bogdanova EG, et al. *Climate of Russia*. St. Petersburg: Gidrometeoizdat, 2001 (in Russian).
4. Abalakov AD, Andreev SG, Antipova EM, et al. *Geography of Siberia at the beginning of the 21st century: in 6 volumes*. Novosibirsk: Academic Publishing House “Geo”, 2016:396 (in Russian).
5. Skachkov YuB. Dynamics of long-term changes in air temperature extremes in Yakutsk. In: *Integrity and resource in extreme conditions: collection of materials and reports of the All-Russian conference dedicated to the 75th anniversary of the Yakutsk Scientific Center of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences*,

Yakutsk, September 19–23, 2024. Kirov: Interregional Center for Innovative Technologies in Education; 2024:185–187 (in Russian). DOI 10.24412/cl-37269-2024-1-185-187.

6. Report on the climate features in the territory of the Russian Federation for 2024. Moscow, 2025:104 (in Russian).

7. Danilova NS, Andreeva SN, Androsova DN, et al. Phenological response of some species of the family Ranunculaceae to regional climate changes in Central Yakutia. *Bulletin of Udmurt University. Series Biology. Earth Sciences*. 2023; 1(33):32–42 (in Russian). DOI 10.35634/2412-9518-2023-33-1-32-42.

8. *Specialized data arrays for climate research VNGIGMI-MCD*. Available at: <http://aisori.meteo.ru/ClimateR> (accessed: 30 April 2025) (in Russian).

9. Certificate of state registration of the database No. 2023622999 Russian Federation. *Meteorological characteristics of permafrost landscapes of the Tuymaada Valley*: No. 2023622729: declared. 21.08.2023: published. 30.08.2023. A. N. Petrova, M. S. Vasiliev; applicant Federal State Budgetary Institution of Science P.I. Melnikov Permafrost Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

10. *Weather and Climate: weather forecasts, weather news, climate data*. Available at: <http://pogodaiklimat.ru> (accessed: 30 April 2025) (in Russian).

11. *Automated accounting system of observation units of Roshydromet*. Available at: http://cliware.meteo.ru/goskom_cat/list/index.jsp (accessed: 15 May 2025) (in Russian).

12. Izyumenko SA (Ed). *Handbook of the USSR climate, issue 24, History and physical-geographical description of meteorological stations and posts*. Yakutsk: Yakutsk administration of the hydrometeorological service, 1972 (in Russian).

13. *Scientific and applied reference book "Climate of Russia*. Unified state data fund. VNIIGMI-MCD; 15 May 2025. Available at: <http://aisori-m.meteo.ru/climsprn/docs.shtml> (in Russian).

14. *Weather schedule*. Available at: <https://rp5.ru/> (accessed: 05 May 2025) (in Russian).

15. Shver TsA, Izyumenko SA (Eds). *Climate of Yakutsk*. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1982 (in Russian).

16. Struchkova GP, Krupnova TG, Rakova OV, et al. Determination of thermal anomalies in the city of Yakutsk based on the results of interpretation of satellite data. *Natural resources of the Arctic and Subarctic*. 2023;28(3):415–424 (in Russian). <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2023-28-3-415-424>

17. Konstantinov PI, Kukanova EA. Urban islands of heat in the Russian Federation: main characteristics and challenges of studying. In: proceedings of the ENVIROMIS'2014 international conference. Available at: http://www.scert.ru/enviromis/2014/presentation/Presentation/Conference/Session_5/Oral_reports/Konstantinov.pdf (accessed: 08 August 2025) (in Russian).

Об авторе

ПЕТРОВА Александра Николаевна – н.с. лаб. криогенных ландшафтов ФГБУН Института мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН, ORCID: 0000-0002-0809-1045, ResearcherID: GZH-2000-2022
E-mail: aleksandrap@mpi.ysn.ru

About the author

Aleksandra N. PETROVA – Researcher, Laboratory of Cryogenic Landscapes, Melnikov Permafrost Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, ORCID: 0000-0002-0809-1045, ResearcherID: GZH-2000-2022
E-mail: aleksandrap@mpi.ysn.ru

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The author declares that there is no conflict of interest.

Поступила в редакцию / Submitted 04.06.2025
Принята к публикации / Accepted 25.08.2025

**Вестник Северо-Восточного федерального университета
им. М.К. Аммосова.
Vestnik of North – Eastern Federal University.
Серия "Науки о Земле. Earth Sciences"**

Сетевое научное периодическое издание

№ 3(39) 2025

Технический редактор *А.Н. Егорова*
Компьютерная верстка *Л.М. Винокурова*
Оформление обложки *П.И. Антипин*

Подписано в печать 27.09.2025. Формат 70х108/16.
Дата выхода в свет 27.09.25.