

# Разработка геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО с определением допустимого интервала плотности бурового раствора в продуктивной толще

Попов С.Н.<sup>1</sup>, Усманов Д.Т.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия;

<sup>2</sup>Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия  
popov@ipng.ru

## Аннотация

Разработана геомеханическая модель участка одного из нефтяных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). При построении модели использовались зависимости упруго-прочностных параметров от пористости, полученные в ходе анализа данных лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна. На основе полученных распределений напряжений и пластового давления была определена допустимая плотность бурового раствора при бурении проектной скважины в продуктивном интервале.

## Материалы и методы

Использованы зависимости между упруго-прочностными характеристиками образцов керна с пористостью. Для построения геомеханической модели участка месторождения в программном комплексе RMS из геологической модели взяты скважинные данные и поверхности горизонтов пластов продуктивной толщи, а также распределение пористости пород.

## Ключевые слова

геомеханическая модель, пористость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пределы прочности, плотность бурового раствора

Благодарности. Работа выполнена в рамках госзадания «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (ФММЕ – 2022-0008, Пер. № НИОКТР 122022800364-6)

## Для цитирования

Попов С.Н., Усманов Д.Т. Разработка геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО с определением допустимого интервала плотности бурового раствора в продуктивной толще // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 18–22.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-18-22

Поступила в редакцию: 24.06.2024

## DRILLING

UDC 622.276 | Original Paper

## Development of a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields with determination of the permissible interval of drilling mud density in the productive thickness

Popov S.N.<sup>1</sup>, Usmanov D.T.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia;

<sup>2</sup>Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting", Moscow, Russia  
popov@ipng.ru

## Abstract

A geomechanical model of a section of one of the oil fields of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (YNAO) has been developed. When constructing the model, we used the dependences of elastic-strength parameters on porosity, obtained during the analysis of data from laboratory studies of the physical and mechanical properties of core samples. Based on the obtained distributions of stress and formation pressure, the permissible density of the drilling fluid was determined when drilling a design well in a productive interval/

## Materials and methods

The relationships between the elastic-strength characteristics of core samples with porosity were used. To build a geomechanical model of a field site in the RMS software package, well data and the surfaces of the horizons of productive intervals, as well as the distribution of rock porosity, were taken from the geological model.

## Keywords

geomechanical model, porosity, Young's modulus, Poisson's ratio, compressive and tensile strength, drilling fluid density

## For citation

Popov S.N., Usmanov D.T. Development of a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields with determination of the permissible interval of drilling mud density in the productive thickness. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 18–22. (In Russ).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-18-22

Received: 24.06.2024

Современные нефтяные компании все больше уделяют внимание методам интенсификации добычи и профилактики аварийных ситуаций при бурении и разработке месторождений нефти и газа. Одним из способов решения данных задач является создание геомеханической модели, с помощью которой появляется возможность прогнозировать обрушение стенок ствола скважины и пескопроявления, подбирать оптимальную траекторию для бурения скважин, рассчитывать устойчивость ее конструктивных элементов, рассчитывать напряжение перфорационных отверстий, а также моделировать процесс создания трещин гидроразрыва пласта [1–2].

Перед построением любой геомеханической модели одним из важных этапов является нахождение зависимостей между упруго-прочностными и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород-коллекторов. Зачастую пористость породы достаточно тесно коррелирует с ее физико-механическими характеристиками [3–5].

В рамках данной работы в программном комплексе Reservoir Modeling System (RMS) разработана геомеханическая модель участка одного из месторождений ЯНАО. Кроме этого подобран оптимальный допустимый интервал плотности бурового раствора для недопущения обрушения стенок ствола и непроизвольного гидроразрыва пластов в продуктивном интервале проектной вертикальной скважины.

Для построения модели были использованы корреляционные зависимости плотности насыщенной породы и упруго-прочностных параметров от пористости, определенной по порозиметру, полученных в результате анализа и обработки данных лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна коллектора исследуемого месторождения. Зависимости, которые будут использованы для построения геомеханической модели, приведены на рисунке 1.

Аналогичным образом были построены и другие зависимости для упруго-прочностных характеристик, графики которых не представлены в работе, однако их линейные функции использовались при определении допустимого интервала бурового раствора:

1. Зависимость коэффициента Пуассона ( $\nu$ , д.е.) от пористости ( $K_p$ , д.е.):

$$\nu = -0,26K_p + 0,3386, \text{ при } R = 0,78; \quad (1)$$

2. Зависимость угла внутреннего трения ( $\varphi$ , град) от пористости ( $K_p$ , д.е.):

$$\varphi = -41,4K_p + 41,62, \text{ при } R = 0,74; \quad (2)$$

3. Зависимость коэффициента сцепления ( $C$ , МПа) от пористости ( $K_p$ , д.е.):

$$C = -84,14 K_p + 25,6, \text{ при } R = 0,91. \quad (3)$$

При построении зависимостей угла внутреннего трения и коэффициента сцепления от пористости использовался критерий Кулона-Мора (паспорт прочности), характеризующий изменение касательных напряжений от нормальных:

$$\tau = \sigma_n \operatorname{tg} \phi + C, \quad (4)$$

где  $\tau$  — касательные напряжения;  $\sigma_n$  — нормальные напряжения [5].

Величины угла внутреннего трения и коэффициента сцепления определялись через

уже известные значения пределов прочности при сжатии и растяжении:

$$\varphi = \arcsin \frac{(\sigma_{сжс} / 2 - \sigma_p / 2)}{(\sigma_{сжс} / 2 + \sigma_p / 2)}, \quad (5)$$

$$C = \left( \frac{\sigma_p (\sigma_{сжс} / 2 - \sigma_p / 2)}{2 (\sigma_{сжс} / 2 + \sigma_p / 2)} + \frac{\sigma_p}{2} \right) \operatorname{tg} \phi = \frac{\sigma_p}{2} \left( 1 + \frac{1}{\sin \phi} \right) \operatorname{tg} \phi. \quad (6)$$

Все полученные зависимости имеют приемлемый коэффициент корреляции ( $R$ ) не ниже 0,74, поэтому вполне могут быть использованы далее в работе.

Для построения геомеханической модели в программе RMS были использованы следующие данные:

- траектории четырех поисково-разведочных скважин (зенитный угол, азимут, глубина), в пределах которых была выделена площадь участка;
- пористость пород-коллекторов продуктивного интервала;
- поверхности промышленно-продуктивных пластов;
- зависимости физических и упруго-прочностных характеристик от пористости.

В связи с отсутствием данных о вышележащих породах их средняя плотность по всему интервалу была взята равной 2,2 г/см<sup>3</sup>. В то время как плотность продуктивной толщи должна изменяться по полученной ранее закономерности (рис. 1а):

$$\rho = -18,4K_p + 2,706. \quad (7)$$

После интерполяции пористости на основе скважинных данных и используя

закономерность изменения плотности породы от пористости (7), было построено распределение данного параметра в геомеханической модели участка месторождения (рис. 2).

Далее осуществлялось нахождение величины давления в пластовых условиях в продуктивном интервале. В качестве основы были использованы данные о поверхности контакта между нефтью и водой (ВНК). Установлено, что на рассматриваемом интервале уровень контакта находится на постоянной отметке в 2 536 м. Также было принято, что значение начального давления пласта на уровне водонефтяного контакта остается постоянным по всей его площади и равно 24,5 МПа. Для отслеживания тенденции изменения пластового давления по всему интервалу глубины залегания стояла необходимость произвести деление разреза на области выше и ниже поверхности водонефтяного контакта, так как тип насыщающих флюидов и, соответственно, их плотность различаются (для нефти — 0,73 г/см<sup>3</sup>, для воды — 1,02 г/см<sup>3</sup>). С учетом данных о ВНК и насыщающих флюидах были рассчитаны линейные зависимости изменения давления в пластах выше и ниже поверхности контакта (рис. 3).

Для определения допустимой плотности бурового раствора при бурении проектной скважины 1\_рг в продуктивной толще вычислялись вертикальные и горизонтальные напряжения. Вертикальные напряжения можно определить из следующего соотношения:

$$\sigma_v = g \int_0^h \rho(z) dz, \quad (8)$$

где  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $z$  — вертикальная координата, м;  $\rho(z)$  — зависимость изменения плотности породы с глубиной, кг/м<sup>3</sup>;  $h$  — глубина, для которой определяется вертикальное напряжение [6].

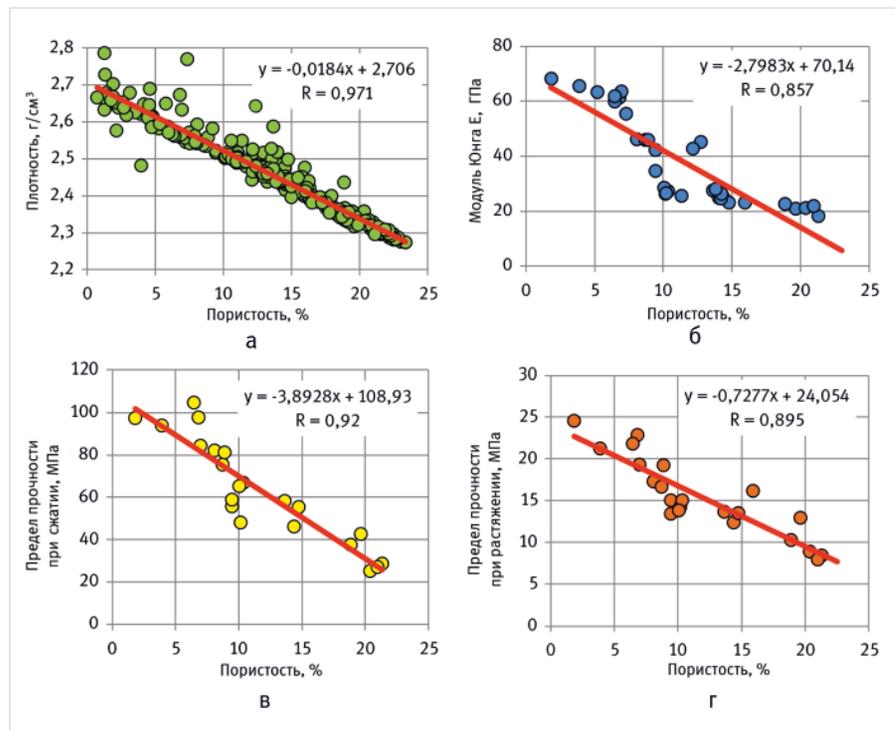


Рис. 1. Зависимости плотности — а, модуля Юнга — б, пределов прочности при сжатии — в и растяжении — г от пористости по данным результатов анализа лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна терригенного коллектора Fig. 1. Dependences of density — а, Young's modulus — б, compressive strength — в and tensile strength — г on porosity according to the results of analysis of laboratory studies of the physico-mechanical properties of core samples of a terrigenous reservoir

Так как все переменные в формуле известны, можно рассчитать необходимую величину. Фигурирующий в соотношении (8) интеграл может быть решен суммой произведений высоты каждой составляющей модели (блока) на плотность. Для решения такой задачи в RMS был реализован специальный алгоритм на встроенном языке программирования IPL (International Programming Language).

После расчета вертикального напряжения появилась возможность найти эффективные вертикальные напряжения:

$$\sigma_V^{eff} = \sigma_V - P, \quad (9)$$

где  $P$  — пластовое давление, МПа.

С помощью полученного эффективного вертикального напряжения можно рассчитать ее горизонтальную составляющую:

$$\sigma_H^{eff} = \sigma_V^{eff} \frac{\nu}{1-\nu}. \quad (10)$$

И уже благодаря полученному выше параметру определяем величину полного горизонтального напряжения:

$$\sigma_H = \sigma_H^{eff} + P. \quad (11)$$

Основным критерием, показывающим максимально допустимую плотность бурового раствора, которую можно закачать в ствол скважины, является давление самопроизвольного гидроразрыва пласта (автоГРП). Если учесть, что в рассматриваемой группе пластов поле напряжений изотропно в горизонтальном направлении и не присутствуют тектонические нагрузки, то давление автоГРП можно вычислить по формуле [7]:

$$P_{frac} = 2\sigma_h - P + \sigma_T \quad (12)$$

где  $\sigma_T$  — предел прочности породы при растяжении, МПа.

Далее стояла задача определить минимальное давление, при котором начинаются осыпи и обвалы стенок скважины по причине превышения допустимых вертикальных и горизонтальных напряжений. Следуя исследованиям публикаций [8–10], данную характеристику можно получить при учете критерия разрушения Кулона-Мора, а также распределения нагрузок на стенках ствола скважины по следующим уравнениям:

$$P_w \leq P + \frac{\sigma_V - P - S}{tg^2 \beta}, \quad (13)$$

где

$$tg \beta = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}; \quad (14)$$

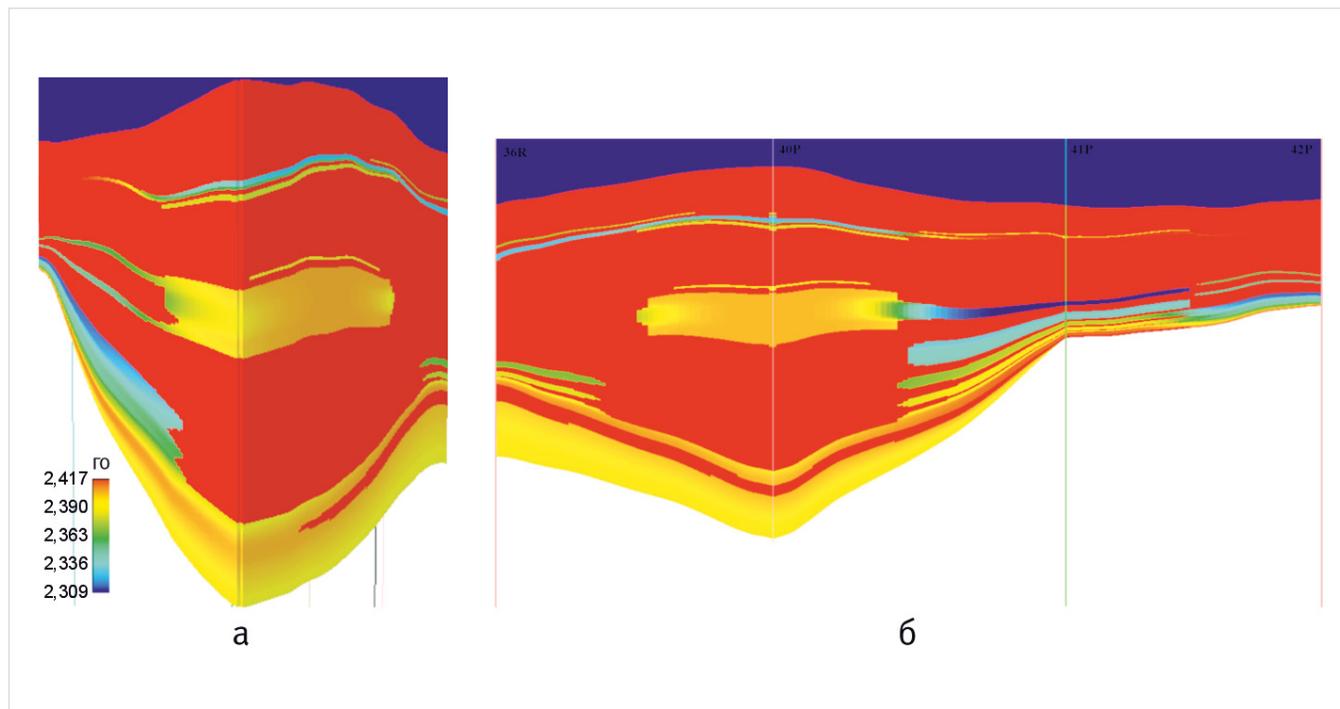


Рис. 2. Распределение плотности пород ( $\rho$ ) в 3D геомеханической модели участка месторождения — а и по разрезу скважин 36R-42P — б

Fig. 2. Distribution of rock densities ( $\rho$ ) in the 3D geomechanical model of the field site — a and in the section of wells 36R-42P — б

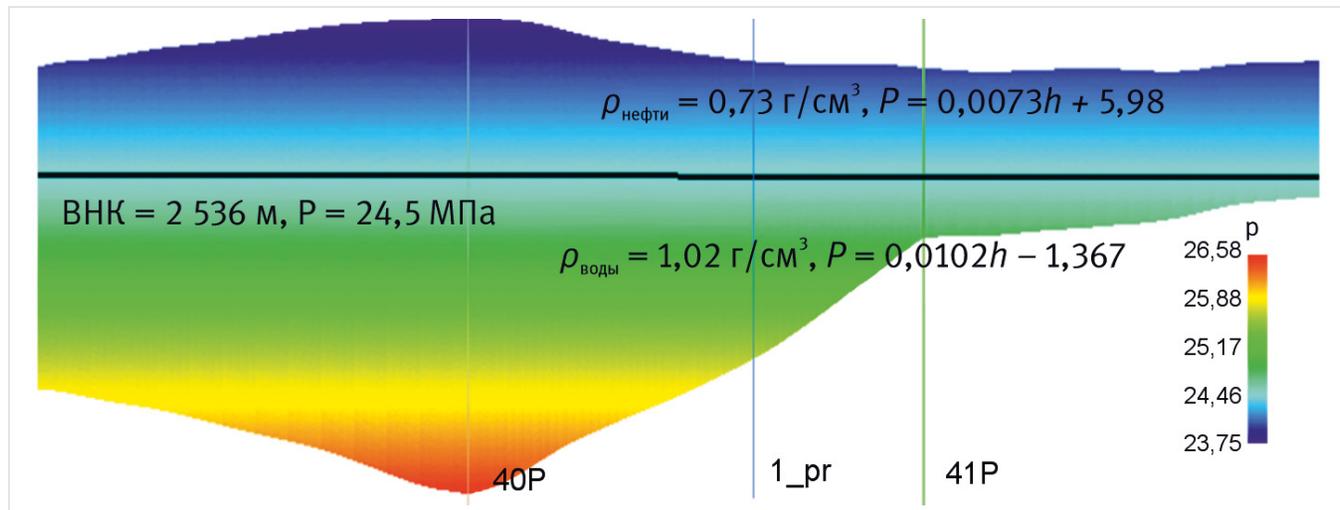


Рис. 3. Распределение пластового давления в модели выше и ниже поверхности ВНК  
Fig. 3. The distribution of reservoir pressure in the model above and below the surface of the OWC

$$S = 2Ctg\beta. \quad (15)$$

Корреляционные зависимости величин, входящих в данные соотношения, а также их распределенные 3D параметры были построены ранее, поэтому значения минимально допустимых давлений также могут быть вычислены.

На последнем этапе с помощью данных формул были определены плотности бурового раствора, при которых достигаются допустимые пределы давления автоГРП (16) и обрушение стенок открытого ствола скважины (17), а также давление, необходимое для предотвращения поглощений и проявлений флюидов (18):

$$\rho_{frac} = \frac{P_{frac}}{gh}; \quad (16)$$

$$\rho_w = \frac{P_w}{gh}; \quad (17)$$

$$\rho_p = \frac{P}{gh}. \quad (18)$$

По результатам расчетов был построен интервал пределов значений бурового раствора для предполагаемой проектной скважины 1\_pr (рис. 4).

Таким образом, допустимый интервал плотности бурового раствора лежит в пределах от 1 до 2,3 г/см<sup>3</sup>. Отклонения давления столба жидкости бурового раствора в меньшую и большую стороны, относительно значений пластового давления, вполне допустимы, так как каждая скважина бурится на индивидуальном режиме давлений, и плотность раствора подбирается также с учетом других факторов и процессов. В теории следует придерживаться значений пластового давления для предотвращения загрязнений и профилактики осложнений, однако на практике это труднодостижимо и экономически нецелесообразно. Построенные в результате расчетов кривые допустимых плотностей бурового раствора исследуемого интервала можно применить для полевых работ на данном объекте.

#### Итоги

В данной работе для построения геомеханической модели участка одного из нефтяных месторождений ЯНАО использовался программный комплекс RMS. Был проведен анализ данных лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна терригенного коллектора и построены зависимости упруго-прочностных характеристик от значений пористости, которые были использованы при построении модели. С использованием критерия Кулона-Мора на основе известных значений пределов прочности при сжатии и растяжении были рассчитаны величины угла внутреннего трения и коэффициента сцепления, необходимые для расчета давления обрушения стенок ствола проектируемой скважины. Было получено распределение величины горизонтальных напряжений из условия их изотропности. Получено распределение пластового давления в геомеханической модели выше и ниже поверхности ВНК, а также рассчитаны вертикальные и горизонтальные напряжения, необходимые для определения давлений начала обрушения стенок ствола скважины и непроизвольного гидроразрыва пластов в продуктивном интервале. Было выяснено, что допустимая плотность бурового раствора в проектной скважине для прохождения

продуктивного интервала должна быть от 1 000 до 2 300 кг/м<sup>3</sup>.

#### Выводы

По данным результатов анализа лабораторных исследований физико-механических свойств образцов керна были выявлены закономерности изменения упруго-прочностных параметров от пористости. На основе скважинных данных (траектории, пористости продуктивного интервала), поверхностей горизонтов из геологической модели, а также полученных зависимостей была построена геомеханическая модель участка месторождения, благодаря которой можно контролировать и прогнозировать множество процессов как в пределах скважин, так и в масштабах месторождения. Кроме того, получено окно плотности бурового раствора, которое может являться рекомендацией к проведению буровых работ.

#### Литература

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p. (In Eng).
2. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
3. Попов С.Н., Зарипов Р.Ш., Паршуков А.В. Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 45–47.
4. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование компрессионных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 7. С. 31–35.

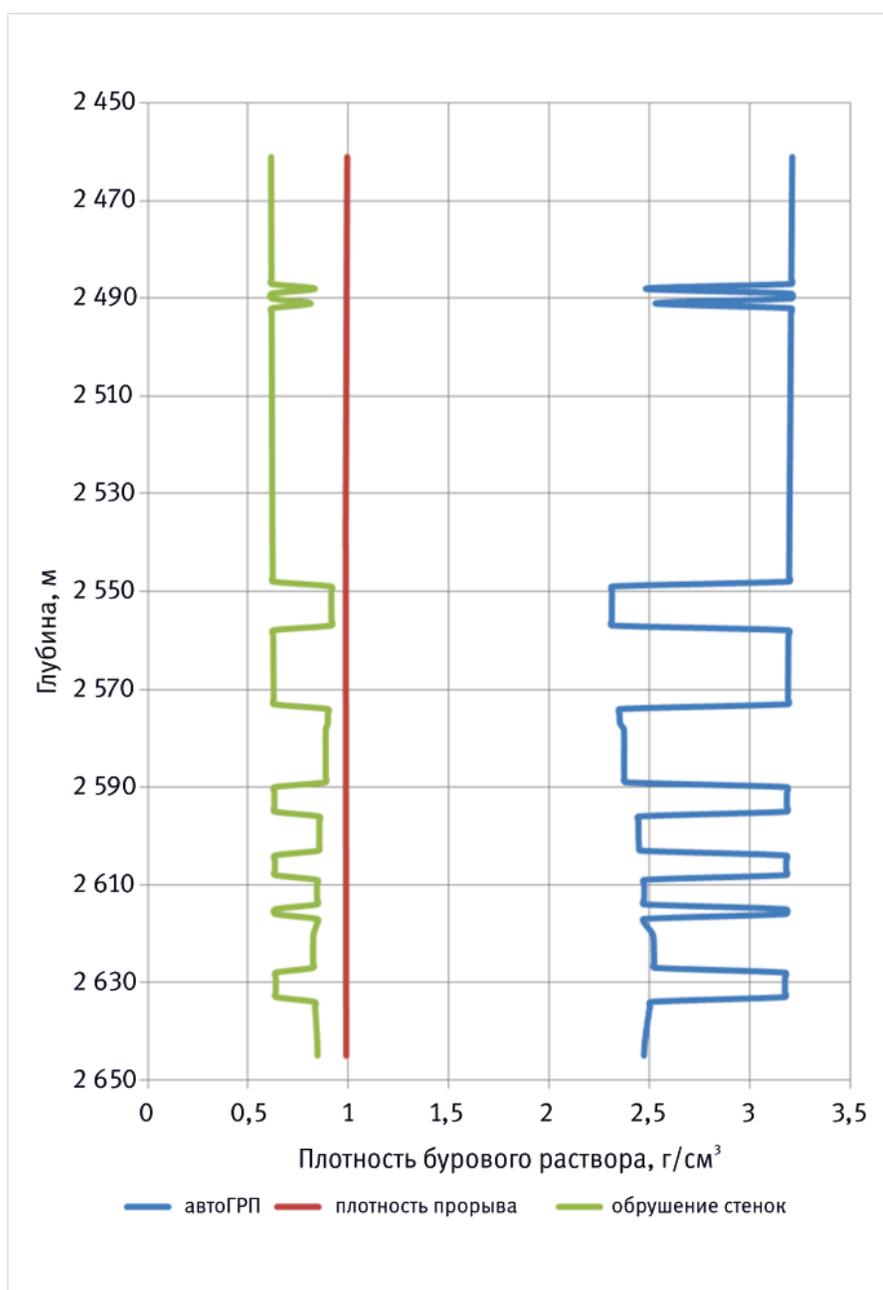


Рис. 4. Вычисленные кривые распределения границ плотности бурового раствора в проектной скважине 1\_pr (окно плотности бурового раствора)

Fig. 4. Calculated distribution curves of the boundaries of the drilling mud density in the design well 1\_pr (drilling mud density window)

5. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование деформационных и прочностных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 50–56.
6. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Горная книга, 2019. 552 с.
7. Попов С.Н., Мазанов С.В., Жариков М.Г. Разработка геомеханической модели для прогноза изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов трещинно-порового типа в процессе снижения пластового давления (на примере ачимовских отложений нефти и газа Крайнего Севера) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 6. С. 47–55.
8. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю., Шевчук Т.Н., Сусликов И.В. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
9. Попов С.Н., Чернышов С.Е. Разработка геомеханической модели и определение «окна плотности» бурового раствора в интервале фаменских продуктивных отложений (на примере участка одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 11. С. 32–39.
10. Попов С.Н., Чернышов С.Е. Разработка 1D геомеханической модели скважины и определение рекомендуемой плотности бурового раствора при ее бурении в интервале продуктивной толщи одного из месторождений Прикаспийской впадины // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 50–53.

## ENGLISH

### Results

In this work, the Roxar RMS software package was used to build a geomechanical model of a site of one of the YNAO oil fields. Data from laboratory studies of the physico-mechanical properties of core samples of a terrigenous reservoir were analyzed and dependences of elastic-strength characteristics on porosity values that were used in the construction of the model were constructed.

Using the Coulomb-Mohr criterion, based on the known values of the compressive and tensile strengths, the values of the angle of internal friction and the coefficient of adhesion necessary for calculating the collapse pressure of the walls of the trunk of the projected well were calculated.

The distribution of the magnitude of horizontal stresses was obtained from the condition of their isotropy. The distribution of reservoir pressure in the geomechanical model above and below the surface of the well is obtained, and the vertical and horizontal stresses necessary to determine the pressures of the onset of collapse of the walls of the borehole and

involuntary hydraulic fracturing in the production interval are calculated. It was found out that the permissible density of drilling mud in the design well for the passage of the productive interval should be from 1 000 to 2 300 kg/m<sup>3</sup>.

### Conclusions

According to the results of the analysis of laboratory studies of the physico-mechanical properties of core samples, patterns of changes in elastic-strength parameters from porosity were revealed. Based on borehole data (trajectories, porosity of the productive interval), horizon surfaces from the geological model, as well as the obtained dependencies, a geomechanical model of the field site was built, thanks to which it is possible to control and predict many processes, both within wells and on the scale of the field. In addition, a drilling fluid density window has been obtained, which may be a recommendation for drilling operations.

### References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007. 505 p. (In Eng).
2. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
3. Popov S.N., Zaripov R.Sh., Parshukov A.V. Changes in the physical and mechanical properties of rocks of the Achimov deposits of the Urengoy group of fields. Gas industry, 2013, issue 8, P. 45–47. (In Russ).
4. Popov S.N., Kusayko A.S., Ozun I.A. Researching of reservoir-rocks compaction properties of oil fields, developed by LLC “LUKOIL-KOMI”. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 7, P. 31–35. (In Russ).
5. Popov S.N., Kusayko A.S., Ozun I.A. Researching of deformation and strength properties of oil fields rocks-reservoirs operated by LLC “LUKOIL-KOMI”. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 9, P. 50–56. (In Russ).
6. Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Mechanics of rocks in the development of hydrocarbon deposits. Moscow: Gornaya kniga, 2019, 552 p. (In Russ).
7. Popov S.N., Mazanov S.V., Zharikov M.G. Development of geo-mechanical model for prediction of changes of fracture-pore type reservoir properties during reservoir pressure decrease (with the example of Achimov deposits of oil and gas fields of the far north). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2015, issue 6, P. 47–55. (In Russ).
8. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Khomutov A.Yu., Shevchuk T.N., Suslyakov I.V. Borehole stability prediction to avoid drilling failures. Oil Industry, 2016, issue 6, P. 70–73. (In Russ).
9. Popov S.N., Chernyshov S.E. Development of a geomechanical model and determination of the drilling fluid density window in the interval of Famennian productive deposits (on the example of a site of one of the Timano-Pechora oil and gas province oilfield). Geology, geophysics and the development of oil and gas fields, 2023, issue 11, P. 32–39. (In Russ).
10. Popov S.N., Chernyshov S.E. Development of a 1D geomechanical model of a well and determination of the recommended drilling fluid density when drilling it in the productive interval of one of the fields of the Caspian basin. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 50–53. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Попов Сергей Николаевич**, д.т.н., заведующий лабораторией нефтегазовой механики и физико-химии пласта, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия  
**Для контактов:** [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

**Усманов Динис Ташбулатович**, студент 2-го курса магистратуры, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

**Popov Sergey Nikolaevich**, ph.d. of engineering sciences, head of the laboratory of oil and gas mechanics and reservoir physico-chemistry, Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia  
**Corresponding author:** [popov@ipng.ru](mailto:popov@ipng.ru)

**Usmanov Dinis Tashbulatovich**, 2nd year master's student, Federal state budgetary tducational institution of higher education “Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting”, Moscow, Russia