

Разработка 1D геомеханической модели скважины и определение рекомендуемой плотности бурового раствора при ее бурении в интервале продуктивной толщи одного из месторождений Прикаспийской впадины

Попов С.Н.¹, Чернышов С.Е.²

¹Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ²Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
popov@ipng.ru

Аннотация

Для построения 1D модели использованы зависимости, описывающие связь упруго-прочностных свойств пород от пористости, полученные на основе лабораторных исследований образцов керна карбонатного коллектора одного из месторождений Прикаспийской впадины. По разрезу одной из вертикальных скважин месторождения определены физико-механические характеристики и величины вертикальных и горизонтальных напряжений вдоль ее ствола. Разработана 1D геомеханическая модель скважины в интервале продуктивной толщи горных пород и определена рекомендуемая плотность бурового раствора при бурении скважины в данном интервале.

Материалы и методы

Использованы результаты ранее проведенных экспериментов по определению фильтрационно-емкостных и физико-механических свойств образцов керна. Для построения 1D модели скважины применен программный комплекс РН-Сигма.

Ключевые слова

скважина, 1D модель, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пределы прочности, напряжения, плотность бурового раствора

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., 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. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-50-53

Поступила в редакцию: 30.11.2023

DRILLING

UDC 622.276 | Original Paper

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

Popov S.N.¹, Chernyshov S.E.²

¹Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia, ²Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
popov@ipng.ru

Abstract

To construct a 1D model, we used dependencies describing the relationship between the elastic-strength properties of rocks and porosity, obtained on the basis of laboratory studies of core samples from a carbonate reservoir in one of the fields of the Caspian basin. Based on the section of one of the vertical wells of the field, the physical and mechanical characteristics and the values of vertical and horizontal stresses along its trunk were determined. A 1D geomechanical model of a well in the productive rock interval was developed and the recommended density of brown mud when drilling a well in this interval was determined.

Materials and methods

The results of previously conducted experiments to determine the porosity, permeability and physical-mechanical properties of core samples were used. To build a 1D model of the well, the RN-Sigma software package was used.

Keywords

well, 1D model, Young's modulus, Poisson's ratio, compressive and tensile strength, stresses, drilling fluid density

For citation

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). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-50-53

Received: 30.11.2023

Проблема устойчивости открытого ствола скважины в процессе ее бурения, а также тампонажного камня и обсадной колонны после завершения строительства остается весьма актуальной [1–6], в особенности для наклонных и горизонтальных скважин. Для оптимизации траектории ствола и предотвращения аварийных ситуаций при бурении скважин в настоящее время повсеместно применяют 1D и 3D геомеханические модели [7–9]. Для таких целей до недавнего времени приходилось использовать программные комплексы, разработанные зарубежными компаниями, однако в условиях санкций и необходимости импортозамещения в последние годы стали появляться отечественные разработки, такие как, например, программное обеспечение (ПО) РН-Сигма (ПАО «НК «Роснефть», ООО «РН-БашНИПИнефть») [7].

В рамках данной работы в ПО РН-Сигма на примере скважины одного из месторождений Прикаспийской впадины разработана 1D геомеханическая модель и выполнено обоснование рекомендуемой величины плотности бурового раствора для бурения в интервале продуктивной толщи пород с учетом обеспечения устойчивости горных пород.

Для построения модели использовались корреляционные зависимости, полученные ранее в рамках публикации [10]. В данной статье был проведен анализ результатов лабораторных экспериментов по определению плотности, фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств образцов керн статическим и динамическим методами, что позволило выявить возможные статистические зависимости между данными характеристиками. На рисунке 1 приведены основные закономерности, которые будут использованы при построении 1D геомеханической модели ствола скважины.

Согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС), в моделируемом интервале горные породы представлены только карбонатными отложениями, и имеется кривая распределения пористости, полученная на основе интерпретации акустического каротажа. Известно, что между упруго-прочностными свойствами и пористостью обычно существует достаточно тесная связь [11–13], в связи с чем появляется возможность определения упруго-прочностных свойств на основе данной характеристики.

В виде исходных данных в программный комплекс РН-Сигма были загружены следующие характеристики:

- траектория скважины (зенитный угол, азимут, глубина);
- плотность и пористость пород;
- динамический коэффициент Пуассона.

В связи с тем, что в вышеизложенной толще данные по распределению плотности пород отсутствовали, то в данном интервале плотность строилась на основе степенной зависимости:

$$\rho = \rho_0 - A_0(Z_{TVD} - Z_{AG})^\alpha, \quad (1)$$

где ρ_0 — средняя плотность верхней части разреза; A_0 и α — константы; Z_{TVD} — истинная глубина; Z_{AG} — альтитуда ротора.

Константы A_0 и α в уравнении (1) подбирались из условия равенства плотности породы на поверхности и на уровне кровли продуктивного пласта. Полученная аппроксимирующая кривая плотности вышеизложенной толщи пород и исходная кривая плотности пород продуктивных отложений объединялись в одну кривую, на основе которой вычислялось распределение вертикальной компоненты напряжений.

На следующем этапе определялось распределение порового (пластового) давления. В связи с тем, что в исследовании участвовал только интервал продуктивной толщи, то давление флюида на данном участке определялось из условия, что давление на поверхности ГВК на абсолютной отметке (а.о.) -4 070 м составляет 60,5 МПа. Градиент давления задавался на основе значения плотности газоконденсатной смеси, полученной из данных проекта разработки месторождения, и равной 480 кг/м³. Предполагалось, что скважина будет пробурена не ниже контура ГВК для избежания попадания воды в добываемую продукцию на первоначальном этапе разработки месторождения. В связи с этим плотность пластовой воды в расчетах порового давления не участвовала. В результате было получено линейной распределение давления в залежи, показанное на рисунке 2.

Как уже отмечалось, статическая величина модуля Юнга вычислялась на основе зависимости от пористости (рис. 1), при этом использовалась следующая зависимость:

$$E_{stat} = -1,175K_p + 30,5, \quad (2)$$

где K_p — величина пористости в %.

В связи с тем, что коэффициент корреляции между статическим и динамическим коэффициентом Пуассона был весьма низким,

при построении 1D модели было принято, что статическая величина данной характеристики равна динамической:

$$v_{stat} = v_{dyn} \quad (3)$$

Так как лабораторные исследования по определению коэффициента Био не проводились, то на данном этапе моделирования принималось, что данная характеристика постоянна и равна 0,7.

Пределы прочности вычислялись на основе следующих зависимостей от пористости (рис. 2):

$$USC = -3,687K_p + 79,812, \quad (4)$$

предел прочности при растяжении:

$$TS = -0,266K_p + 10,9. \quad (5)$$

На основе известных пределов прочности были определены параметры угол внутреннего трения и коэффициент сцепления для критерия Кулона-Мора, который будет использован для определения условий обрушения стенок открытого ствола скважины.

На следующем этапе определялись величины горизонтальных напряжений. В связи с тем, что отсутствовали данные профилометрии скважины и информация об анизотропии напряжений, предполагалось, что максимальные и минимальные горизонтальные напряжения равны между собой (рис. 2).

На заключительном этапе вычислялись характерные значения плотности бурового раствора, которые соответствуют: давлению поглощения бурового раствора; давлению выброса флюидов на поверхность; давлению, при котором может произойти автоГРП; минимальному давлению, при котором будет происходить обрушение стенок скважины (рис. 2). На основе полученных распределений плотности можно сделать вывод о том, что при бурении скважины в интервале продуктивной толщи плотность бурового раствора должна быть более 1 550 кг/м³, чтобы избежать выбросов углеводородов на поверхность, однако при этом возможно поглощение бурового раствора. Достаточное высокая величина плотности связана с аномально высоким пластовым давлением (коэффициент аномальности около 1,5). В то же время величина плотности не должна превышать величину 2 000 кг/м³, чтобы не произошло образование трещины авто-гидроразрыва

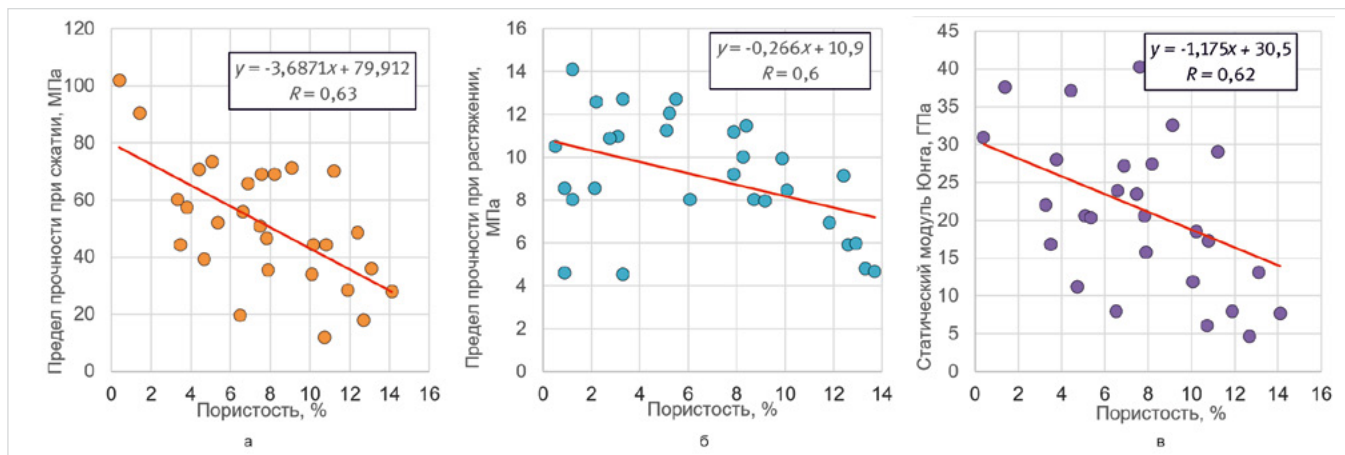


Рис. 1. Зависимости предела прочности при сжатии — а, предела прочности при растяжении — б, статического модуля Юнга — в от пористости (по данным работы [10])

Fig. 1. Dependences of compressive strength — а, tensile strength — б and static Young's modulus — в on porosity (according to [10])

пласта, однако в таком случае может происходить частичное поглощение бурового раствора. Полученные величины плотности бурового раствора могут быть использованы при бурении новых скважин вблизи рассматриваемой скважины или скважин-дублеров.

Итоги

На основе использования результатов лабораторных исследований образцов керн и исходных данных по скважине (траектория скважины, данные геофизических исследований) построена 1D геомеханическая модель в интервале продуктивных отложений одного

из месторождений Прикаспийской впадины, даны рекомендации по плотности бурового раствора при бурении скважины в данном интервале пород.

Выводы

1. В рамках данной работы был использован программный комплекс РН-Сигма для построения 1D геомеханической модели скважины в интервале продуктивных отложений одного из месторождений Прикаспийской впадины.
2. Для определения упругих и прочностных свойств пород в интервале продуктивной

толщи использовались зависимости данных параметров от пористости, полученные в ранних исследованиях. На основе известных значений пределов прочности определялись характеристики критерия Кулона-Мора: коэффициент сцепления и угол внутреннего трения для оценки условий обрушения стенок открытого ствола скважины.

3. Для определения вертикальной компоненты напряжений было получено распределение плотности пород по разрезу за счет объединения аппроксимирующей функции плотности пород вышележащей толщи и плотности пород-коллекторов, определенной на основе данных ГИС в интервале продуктивной толщи.
4. Было получено распределение величины горизонтальных напряжений из условия их изотропности.
5. В заключение работы вычислялись характерные величины плотности бурового раствора, соответствующие давлению поглощения бурового раствора; давлению выброса флюидов на поверхность; давлению, при котором может произойти автоГРП; минимальному давлению обрушения стенок скважины.
6. Был сделан вывод о том, что при бурении скважин на рассматриваемом участке в интервале продуктивной толщи пород плотность бурового раствора должна быть в интервале от 1 550 до 2 000 кг/м³.

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. Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Бочков А.С., Лукин С.В. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
4. Попов С.Н. Разработка 3D геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 2. С. 1–17.
5. Попов С.Н. Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента // SOCAR Proceeding. 2021. № S2. С. 8–16.
6. Попов С.Н. Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня // SOCAR Proceeding. 2022. № S2. С. 45–51.
7. Давлетова А.Р., Киреев В.В., Кнутова С.Р., Пестриков А.В., Федоров А.И. Разработка корпоративного геомеханического симулятора для моделирования устойчивости ствола скважины // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 88–92.
8. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю., Шевчук Т.Н., Суляков И.В. Расчет устойчивости ствола скважины для

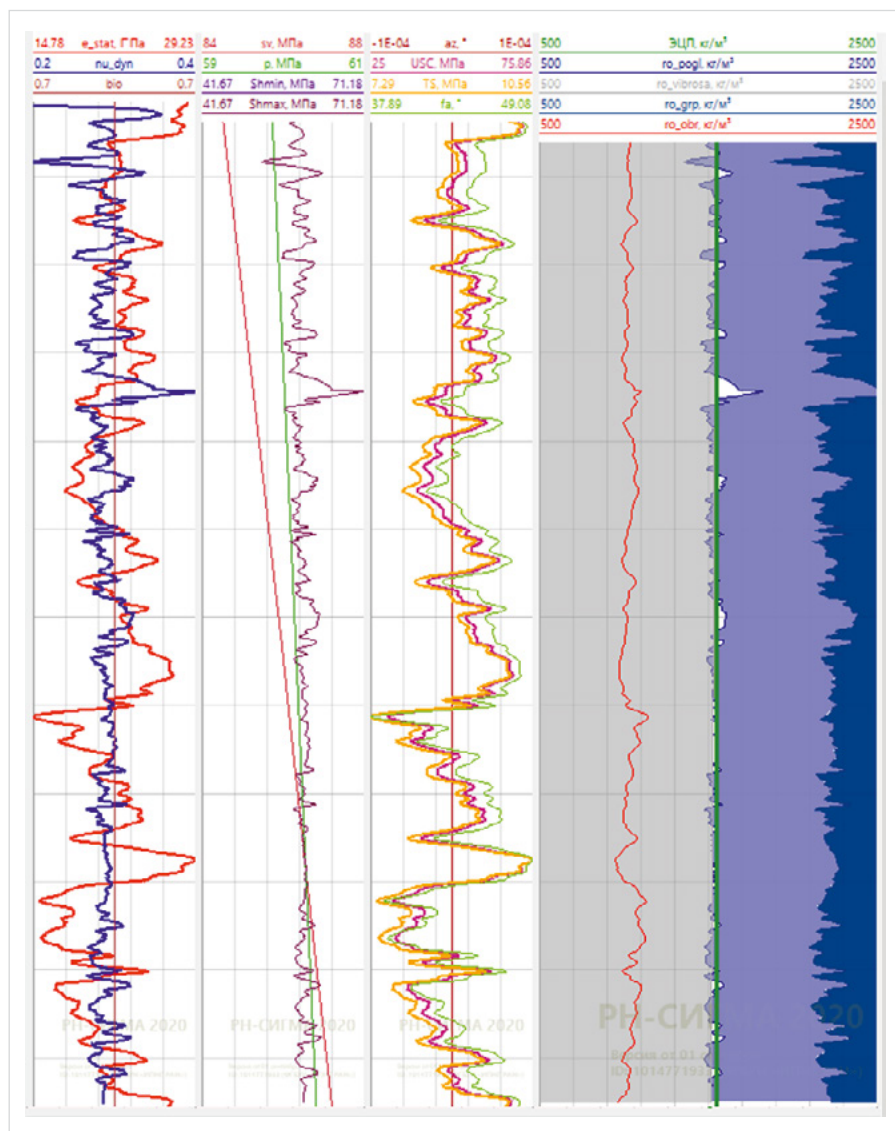


Рис. 2. Распределение исходных и расчетных характеристик в 1D геомеханической модели скважины в интервале продуктивных отложений: e_{stat} — статический модуль Юнга; n_{dyn} — динамический коэффициент Пуассона; bio — коэффициент Био; sv — вертикальная компонента напряжений; p — пластовое (поровое) давление; $Shmin$, $Shmax$ — минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, соответственно; az — азимут направления максимального горизонтального напряжения; fa — угол внутреннего трения; ЭЦП — эквивалентная циркуляционная плотность (рекомендуемая плотность бурового раствора); ro_{pogl} — плотность поглощения; ro_{vibr} — плотность выброса; ro_{grp} — плотность автоГРП; ro_{obr} — плотность, ниже которой будет происходить обрушение стенок скважины

Fig. 2. Distribution of initial and calculated characteristics in a 1D geomechanical model of a well in the interval of productive deposits: e_{stat} — static Young's modulus; n_{dyn} — dynamic Poisson's ratio; bio — Bio coefficient; sv — vertical stress component; p — reservoir (pore) pressure; $Shmin$, $Shmax$ — minimum and maximum horizontal stresses, respectively; az — azimuth of the direction of the maximum horizontal stresses; fa — is the angle of internal friction; ECD — equivalent circulation density (recommended drilling fluid density); ro_{pogl} — absorption density; ro_{vibr} — emission density; ro_{grp} — density of auto-fracturing; ro_{obr} — is the density below which the well walls will collapse

- 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. Муминов С.А., Попов С.Н. Выявление закономерностей изменения геомеханических свойств карбонатного коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения на основе экспериментальных исследований образцов керн // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4. С. 42–48.
 11. 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.
 12. 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.
 13. 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.

ENGLISH

Results

Based on the use of the results of laboratory studies of core samples and initial data on the well (well trajectory, geophysical survey data), a 1D geomechanical model was built in the interval of productive sediments of one of the fields in the Caspian basin, and recommendations were given on the density of the drilling fluid when drilling a well in this rock interval.

Conclusion

1. As part of this work, the RN-Sigma software was used to construct a 1D geomechanical model of a well in the interval of productive deposits of one of the fields of the Caspian basin.
2. To determine the elastic and strength properties of rocks in the productive interval, we used the dependences of these parameters on porosity obtained in early studies. Based on the known values of the tensile strength, the characteristics of the Coulomb-Mohr criterion were determined: adhesion coefficient and angle of internal friction to assess the conditions for the collapse of the walls

of an open wellbore.

3. To determine the vertical component of stress, the distribution of rock density along the section was obtained by combining the approximating function of the density of the rocks of the overlying deposits and the density of reservoir rocks, determined on the basis of well logging data in the interval of the productive interval.
4. The distribution of the magnitude of horizontal stresses was obtained from the condition of their isotropy.
5. At the end of the work, the characteristic values of the density of the drilling fluid were calculated, corresponding to: the absorption pressure of the drilling fluid; pressure of fluid release to the surface; pressure at which auto-fracturing can occur; minimum collapse pressure of the well walls.
6. It was concluded that when drilling wells in the area under consideration in the interval of productive interval, the density of the drilling fluid should be in the range from 1 550 to 2 000 kg/m³.

References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p.
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. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Bochkov A.S., Lukin S.V. Development of integrated geomechanical modeling in Gazprom Neft PJSC. Oil industry, 2016, issue 12, P. 16–19. (In Russ).
4. Popov S.N. Development of 3D geomechanical model of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North. Actual problems of oil and gas, 2019, issue 2, P. 1–17. (In Russ).
5. Popov S.N. Determination of the safety factor of cement stone based on numerical modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone, taking into account the change in the elastic-strength properties of cement during its hardening and under the influence of an acid reagent. SOCAR Proceeding, 2021, issue S2, P. 8–16. (In Russ).
6. Popov S.N. Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of partial absence of cement stone. SOCAR Proceeding, 2022, issue S2, P. 45–51. (In Russ).
7. Davletova A.R., Kireev V.V., Knutova S.R., Pestrikov A.V., Fedorov A.I. Development of a corporate geomechanical simulator for wellbore stability modeling. Oil industry, 2018, issue 6, P. 88–92. (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. Muminov S.A., Popov S.N. Identification of patterns of changes in the geomechanical properties of the carbonate reservoir of the Astrakhan gas condensate field based on experimental studies of core samples. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 42–48. (In Russ).
11. Popov S.N., Zariipov 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).
12. 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).
13. 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).

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

Чернышов Сергей Евгеньевич, д.т.н., заведующий кафедрой нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, 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

Chernyshov Sergei Evgenievich, ph.d. of engineering sciences, head of the department of oil and gas technologies, Perm national research polytechnic university, Perm, Russia