МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО. ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.023.62 DOI: 10.21440/0536-1028-2025-3-44-55

Определение параметров природного поля напряжений продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала решением оптимизационной задачи

Шустов Д. В.[1]

[1] Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, Россия

e-mail: denispstu@mail.ru

Реферат

Введение. *Решение прикладных задач геомеханики базируется, прежде всего, на знании исходного напряженного состояния массива, используемого в качестве граничных условий. Существующий мировой проект по исследованию региональных напряжений включает тысячи исследований по всему миру, однако Россия в нем почти не представлена, несмотря на многочисленные исследования на рудных месторождениях Урала и Восточной Сибири.*

Методология. *В работе произведена попытка выявить и обосновать особенности распределения горизонтальных напряжений в коллекторах нефти Западного Урала, для чего исследовано более 130 скважин, в которых проводился гидроразрыв пласта (ГРП) и предшествующий ему мини-ГРП. При обработке данных о результатах гидроразрывов возможно определить давление смыкания трещины, которое, как правило, соответствует минимальной компоненте поля напряжений. Измерены расстояния от границы передовых складок Урала до каждого из исследуемых месторождений.*

Результаты. *Получена зависимость, связывающая напряжения с глубиной и расстоянием до границы передовых складок Урала. Решена оптимизационная задача, в результате чего подобраны компоненты тектонических деформаций, а также переопределены зависимости физико-механических свойств от ГИС (геофизических исследований скважин) для установления возможности их применения в 3D-геомеханическом моделировании. При решении оптимизационной задачи также выделены способы нормировки скважин и определения пластового давления, дающие лучшие оценки оптимизационной функции.*

Область применения результатов. *Полученные зависимости являются основой как для 1D (скважин), так и для 3D-геомеханического моделирования. Формулы являются универсальными, что в сочетании с отработанной методикой позволяет оперативно решать задачу получения исходных данных для моделирования.*

Ключевые слова: *геомеханика; напряженное состояние; коэффициент Био; коэффициент Пуассона; коэффициент поперечных деформаций; деформации; гидроразрыв.*

Введение. Западный Урал – один из старейших регионов добычи углеводородного сырья. Однако вопросами геомеханического обеспечения разведки и добычи нефти специалисты начали заниматься только в последние годы [1]. Велись исследования статистических зависимостей между статическими и динамическими геомеханическими параметрами, а также компонент природного поля напряжений [2, 3]. На основе обработки диаграмм мини-ГРП (гидроразрыв пласта) [4, 5]

(обработано свыше 100 данных для месторождений северной группы и более 130 данных для месторождений южной группы) получена оценка минимальной горизонтальной компоненты для терригенных объектов. Отношение минимальной горизонтальной компоненты к вертикальной для северной группы месторождений в среднем составляет 0,76 ± 0,17; для южной группы – 0,67 ± 0,15. В значительном количестве случаев минимальная горизонтальная компонента горного давления превышает 0,9 от вертикальной, что означает высокую вероятность образования горизонтальной трещины при производстве операции ГРП. Минимальные и максимальные из зафиксированных значений составили: для северной группы месторождений – от 0,43 до 1,30; для южной группы – от 0,42 до 1,21, что говорит о значительной неоднородности исходного поля напряжений как в пределах одного конкретного месторождения, так и в целом по региону.

Проведенный анализ позволяет утверждать, что месторождения Предуральского краевого прогиба (рис. 1) характеризуются более высоким региональным природным тензором напряжений, чем месторождения, относящиеся к окраине Восточно-Европейской платформы, что можно объяснить не только большей глубиной залегания продуктивных объектов, но и тектоническим фактором, в частности, близостью передовых складок Урала.

Методология. Выполнен подробный анализ распределения тектонических напряжений и деформаций относительно близости к Уральским горам, в частности, к передовым складкам Урала (рис. 1). Для этого компоненты бокового горного давления выражались через тектонические деформации [6–9]:

$$\begin{aligned}\sigma_h - \alpha p &= \frac{\nu}{1-\nu}\left(\sigma_V - \alpha p\right) + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_H;\\ \sigma_H - \alpha p &= \frac{\nu}{1-\nu}\left(\sigma_V - \alpha p\right) + \frac{E}{1-\nu^2}\varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2}\varepsilon_h,\end{aligned} \quad (1)$$

где σ_h, σ_H – минимальная и максимальная компоненты горизонтальных напряжений, МПа; α – коэффициент Био, доли ед.; p – пластовое (поровое) давление, МПа; ν – коэффициент Пуассона; σ_V – вертикальное напряжение, МПа; E – модуль упругости (Юнга), ГПа; ε_h, ε_H – компоненты дополнительных тектонических деформаций, доли ед., которые выступают в качестве калибровочных параметров при подборе напряжений.

Значения статических упругих свойств пород определялись по корреляционным соотношениям, которые были установлены на основании испытаний кернового материала месторождений Западного Урала [3]. Расчетные параметры усреднялись в интервале перфорации.

Использование формулы (1) возможно, если известна величина минимальной и максимальной горизонтальных компонент напряжений. В связи с отсутствием данных по максимальной компоненте принималось изотропное поле горизонтальных напряжений ($\varepsilon_h = \varepsilon_H$), т. е. уравнение (1) принимает вид:

$$\varepsilon_h = \left[\sigma_h - \alpha p - \frac{\nu}{1-\nu}\left(\sigma_V - \alpha p\right)\right]\frac{1-\nu}{E}.$$

На рис. 2 представлены величины минимальных горизонтальных напряжений, определенные из мини-ГРП и пересчитанные к начальному пластовому давлению, которое принималось гидростатическим. Графики построены по 136 точкам

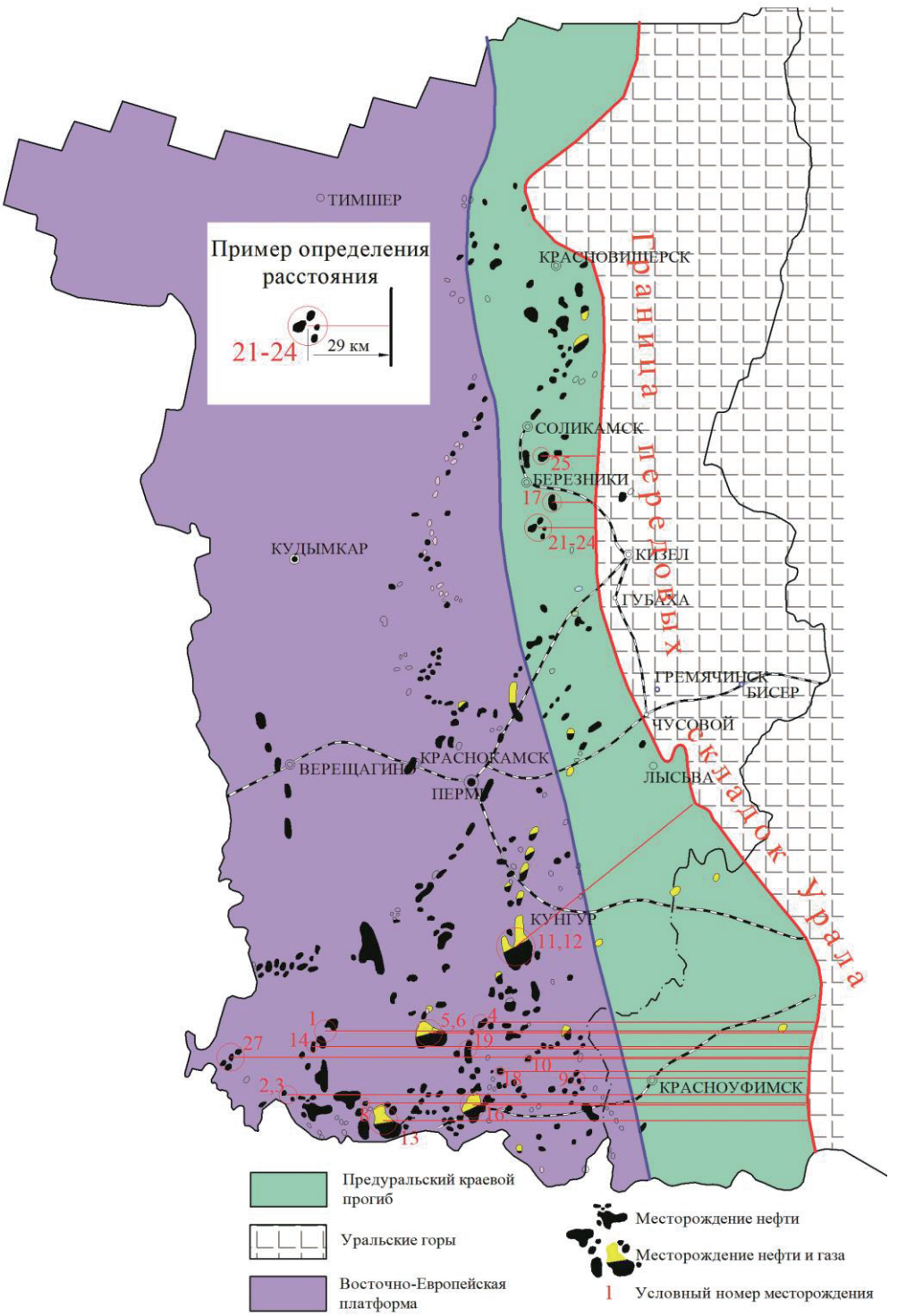

Рисунок 1. Карта нефтегазоносности Пермского края со схематичным изображением измерения расстояний от месторождений до границы передовых складок Урала (создано с использованием ПО NanoCAD)

Figure 1. Map of oil and gas bearing capacity of Perm Krai; measurements of the distances from the fields to the Ural frontal fold boundary are shown schematically (created using NanoCAD software)

замеров и усреднены по месторождениям. Нумерация месторождений соответствует нумерации на рис. 1. В исследовании принимали участие только скважины, по которым наличествовали наборы ГИС для определения физико-механических свойств по разрезу.

Результаты. Как видно из рис. 2, минимальная горизонтальная компонента напряжений имеет определенный разброс, но в целом увеличивается с глубиной практически линейно. Точками показаны средние значения напряжений по месторождениям, а цветовая шкала характеризует удаление от обозначенной границы в километрах, номера соответствуют номерам месторождений на рис. 1.

По некоторым месторождениям, где существовал значительный разброс точек замера по глубинам, происходило разбиение на подгруппы. Как видно из рис. 2, существует явная закономерность уменьшения напряжений при удалении от Уральских гор. По полученным данным напряжения могут быть аппроксимированы двухпараметрическим уравнением регрессии в координатах «глубина–удаленность от Уральских гор». В целом, изменение с глубиной минимальной горизонтальной компоненты в МПа, скорректированной с учетом начального пластового давления, можно представить в виде:

$$\sigma_h = 0{,}041H^{0{,}91} - 0{,}081L^{0{,}804},$$

где H – глубина расположения объекта, м; L – расстояние до передовых складок Урала, м.

Полученные данные однозначно указывают на влияние Уральской складчатой системы на формирование природного поля напряжений на нефтяных месторождениях Западного Урала. В зависимости от удаленности от нее минимальные горизонтальные напряжения для одной и той же глубины изменяются в пределах 8 МПа.

Вместе с тем, по-прежнему остается открытым вопрос о причинах весьма существенной разницы величин минимальной компоненты горизонтальных напряжений в пределах одного месторождения. Для ответа необходимо провести более глубокий анализ напряженного состояния. Одним из наиболее принципиальных моментов является использование уравнений упругой среды (1) для описания текущих напряжений, что удобно с практической точки зрения, так как последующее 3D-геомеханическое моделирование в упругой постановке сопряжено с использованием этих уравнений, а тектонические деформации задаются в виде перемещений в качестве граничных условий. Однако считать поведение пород абсолютно упругим некорректно. Как показано в статьях [10–12] напряженное состояние может быть определено с использованием уравнений вязкого деформирования, поскольку породы обладают реологией. Используя уравнение (1) и подставляя в него упругие свойства, полученные из результатов испытаний, мы пытаемся описать неупругое поведение горных пород, подбирая тектонические компоненты напряжений, которые также являются выводом из закона Гука. Возникает вопрос, как сохранить удобство, которое дает нам использование уравнения (1), но в то же время учесть неупругий характер поведения горных пород. Выход видится в замене в уравнении (1) коэффициента Пуассона на коэффициент поперечной деформации, учитывающий как упругое, так и неупругое поведение горной породы. Коэффициент поперечной деформации предлагается находить в результате решения оптимизационной задачи минимизации ошибки расчетных значений горизонтальных напряжений и напряжений, определенных при мини-ГРП. Кроме того,

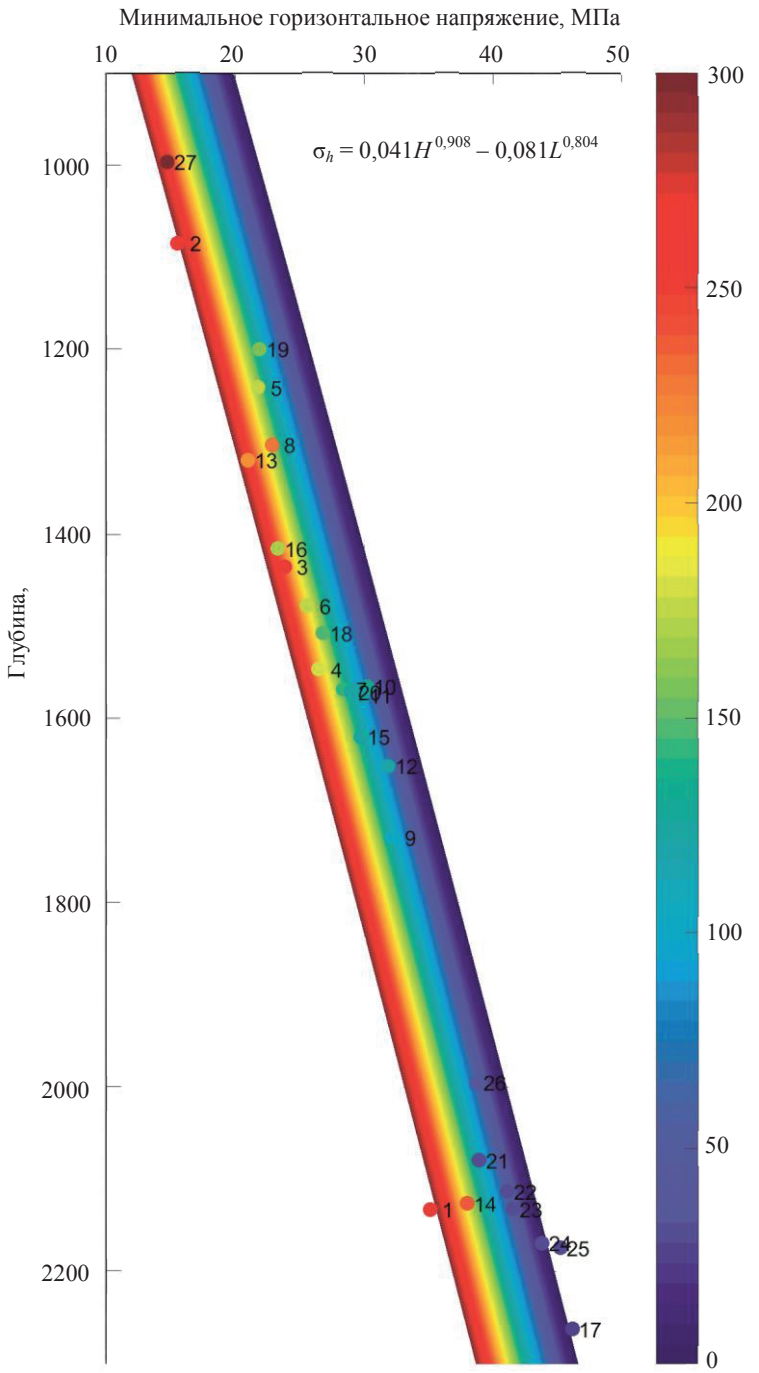

Рисунок 2. Влияние удаленности от Уральских гор на минимальные горизонтальные напряжения

Figure 2. The influence the distance from the Ural Mountains has on minimum horizontal stresses

в результате оптимизации возможно уточнить зависимость для коэффициента Био и величины тектонических деформаций. В общей сложности оптимизировалось 10 параметров, входящих в уравнения для перечисленных механических свойств пород.

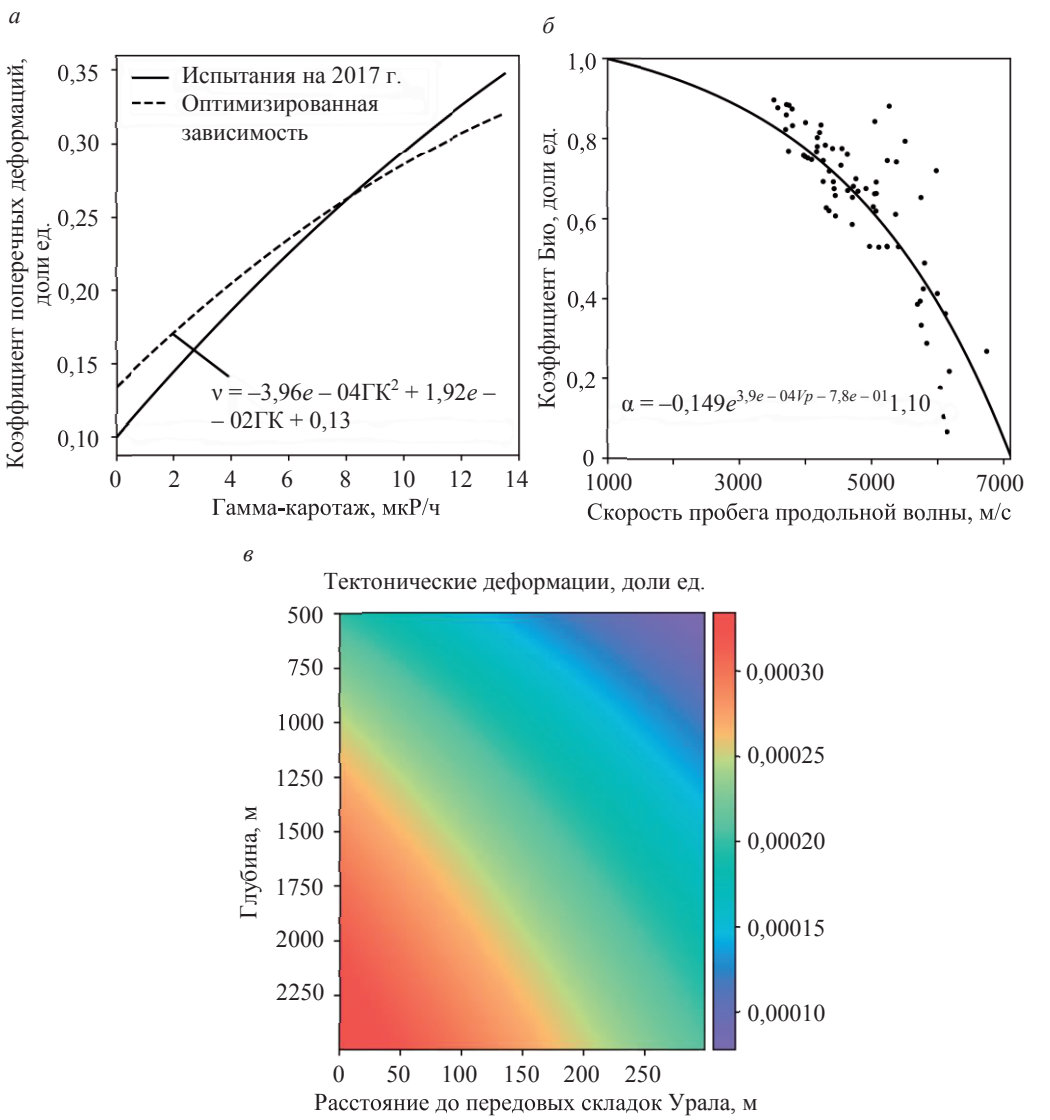

Рисунок 3. Зависимости, полученные из решения оптимизационной задачи: *а* – коэффициента поперечных деформаций ν от гамма-каротажа (ГК); *б* – коэффициента Био α от скорости пробега продольной волны *Vp*; *в* – тектонических деформаций от расстояния до передовых складок Урала
Figure 3. Dependencies obtained from solving the optimization problem: *а* – the lateral strain rate on gamma logging (ГК); *б* – the Biot's coefficient on the longitudinal wave travel velocity *Vp*; *в* – tectonic strains on the distance to the Ural frontal folds

Для увеличения размерности выборки и более полного описания напряженного состояния использовались значения как давления смыкания трещин ГРП, обуславливающие минимальные значения напряжений, так и давления мгновенной

остановки закачки (ISIP – Instantaneous shut-in pressure), характеризующие напряжения в профиле трещины в целом. Таким образом, количество точек замеров увеличилось до 272.

Применялась схема двухступенчатой оптимизации: на первом этапе проводилась глобальная оптимизация эволюционным алгоритмом [13–16], на втором – более детальное уточнение оптимальных значений параметров, выделенных на первом этапе методом локальной оптимизации Nelder–Mead. Этот метод, известный также как метод отсутствия градиента, позволил более глубоко исследовать пространство параметров и приблизиться к их оптимальным значениям, а также провести итерационный поиск локальных оптимумов, улучшив при этом общую производительность системы. Итоговая оптимизация, включающая в себя оба этапа, дала возможность добиться значительного улучшения параметров системы, благодаря чему были повышены эффективность и точность, а также открыты новые перспективы для применения разработанной модели в различных областях.

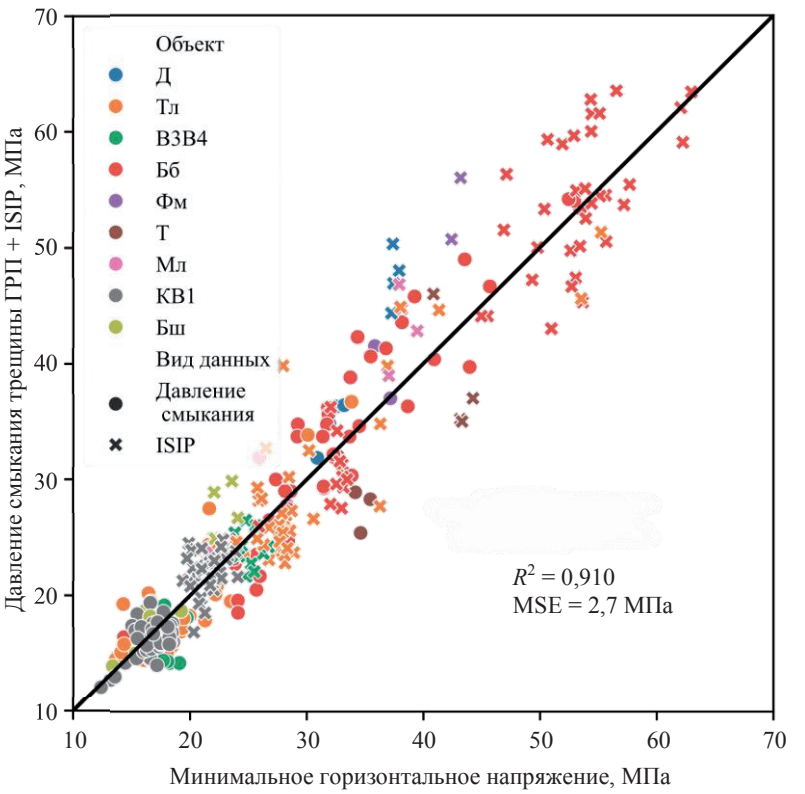

Рисунок 4. Кросс-плот минимальных горизонтальных напряжений
Figure 4. Cross-plot of minimum horizontal stresses

Оптимизационная задача решалась с разными вариантами нормировки ГИС (геофизических исследований), а также с двумя вариантами определения пластового давления: из гидродинамической модели или по картам изобар и расчетное из мини-ГРП по методу Хорнера. Лучшие оценки получены при нормировке по стандартному отклонению относительно опорной скважины, а также для пластового давления, определенного по методу Хорнера.

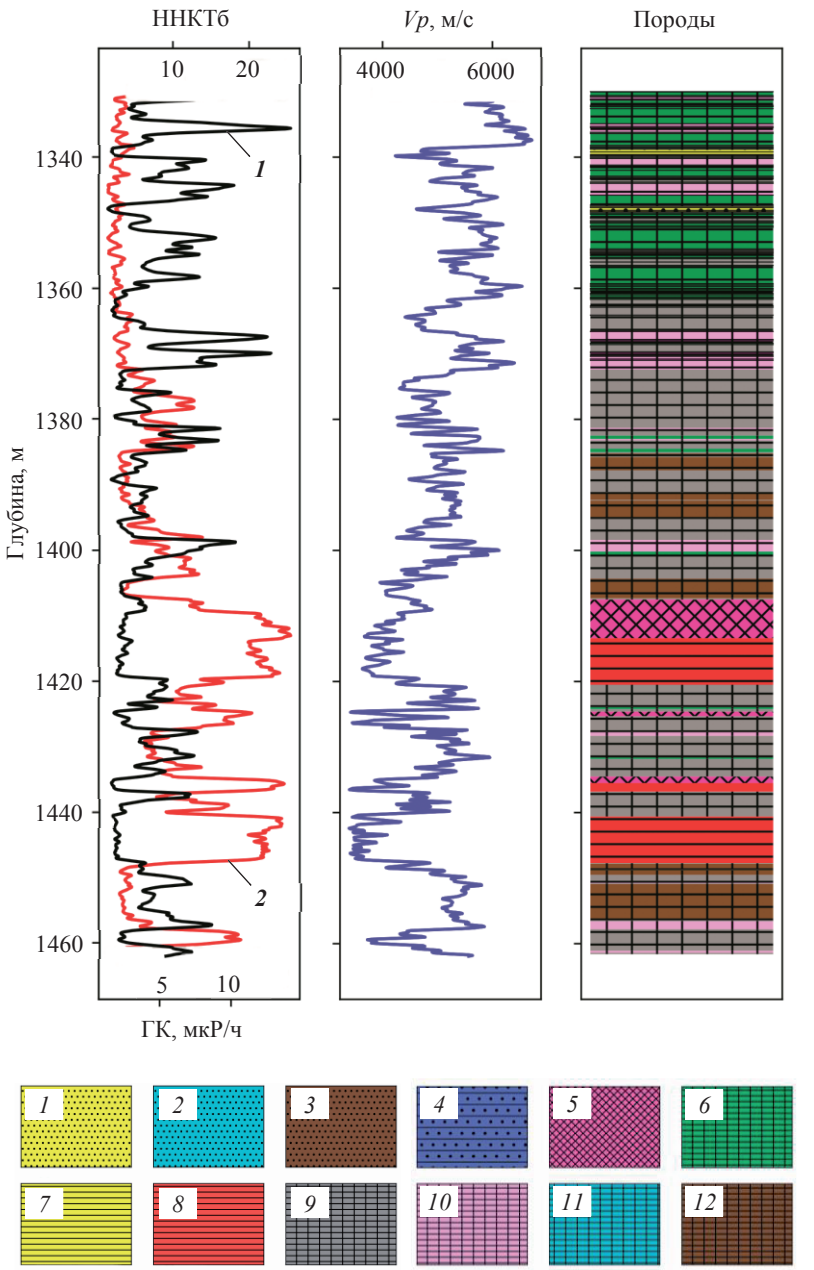

Рисунок 5. Литологическая колонка разреза: ***1*** – нейтрон-нейтронный каротаж (ННКТб); ***2*** – гамма-каротаж; *1* – песчаник; *2* – песчаник водонасыщенный; *3* – песчаник нефтенасыщенный; *4* – песчаник глинистый; *5* – известняк глинистый; *6* – известняк доломитизированный; *7* – алевролит; *8* – аргиллит; *9* – известняк; *10* – известняк уплотненный; *11* – известняк водонасыщенный; *12* – известняк нефтенасыщенный

Figure 5. Lithological column: ***1*** – neutron-neutron logging (ННКТб); ***2*** – gamma-logging (ГК); *1* – sandstone; *2* – water-saturated sandstone; *3* – oil-saturated sandstone; *4* – clayey sandstone; *5* – clayey limestone; *6* – dolomitized limestone; *7* – siltstone; *8* – argillite; *9* – limestone; *10* – compacted limestone; *11* – water-saturated limestone; *12* – oil-saturated limestone

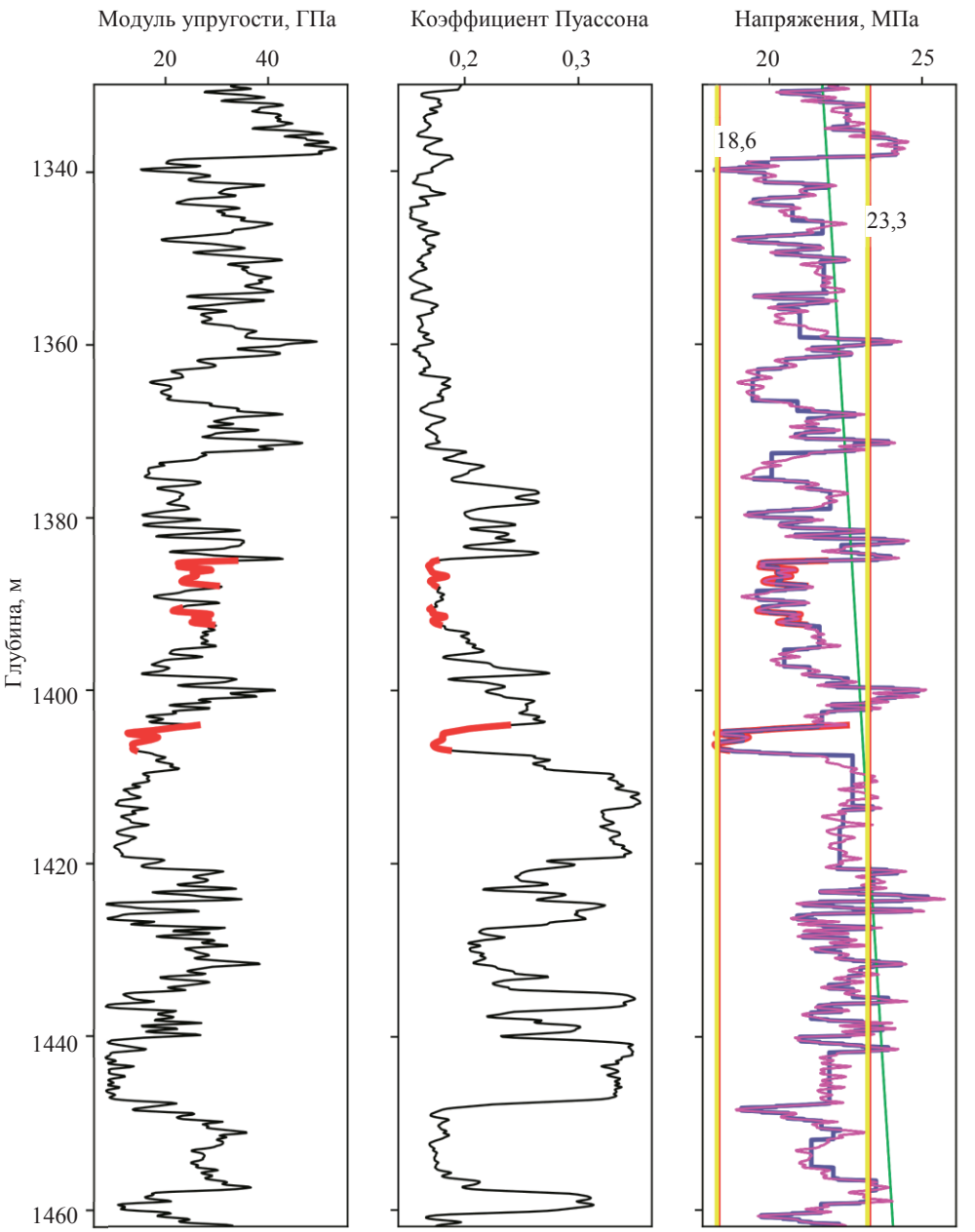

Рисунок 6. Рассчитанные по полученным зависимостям физико-механические свойства и напряжения вдоль ствола скважины (красная линия в треках физико-механических свойств – интервал перфорации, желтые линии в треке напряжений – усредненные значения давлений смыкания трещины ГРП и мгновенного закрытия трещины, зеленая линия – вертикальные напряжения)

Figure 6. Physical and mechanical properties and stresses along the wellbore calculated according to the obtained dependencies (the red line in the tracks of physical and mechanical properties denotes the perforation interval, the yellow lines in the stress track denote the average values of the hydraulic fracturing closure pressure and the instantaneous closure of the fracture, the green line denotes the vertical stresses)

Анализ и обсуждение. На рис. 3 представлены выведенные итоговые зависимости для отдельных параметров, входящие в расчетный аппарат для определения минимальных горизонтальных напряжений, а на рис. 4 – кросс-плот расчетных горизонтальных напряжений, полученных в результате расчета по формуле (1) с параметрами, подобранными в ходе решения оптимизационной задачи, и фактических давлений смыкания трещин ГРП + ISIP (кросс-плот расчетных и фактических давлений).

Стоит отметить соответствие полученных зависимостей проводимым ранее испытаниям. Так, кривая зависимости коэффициента поперечных деформаций от параметра, характеризующего природную радиоактивность пород, полученную по каротажным данным, проходит довольно близко от кривой, полученной для коэффициента Пуассона в результате испытаний в 2017 г. [3]. При этом, в рассматриваемом случае, получена обобщенная зависимость для терригенных и карбонатных пород. Это особенно важно для геомеханического моделирования. Зависимость для коэффициента Био проходит строго через экспериментальные точки с примерно одинаковой дисперсией этих точек по обе стороны от подобранной зависимости. А поле тектонических деформаций согласуется с полученными ранее [1–3] и приводимыми в предыдущих расчетах зависимостями (рис. 2).

Выводы. Таким образом, в результате решения оптимизационной задачи получено представление о распределении напряжений в пределах Западного Урала, получены зависимости физико-механических свойств от ГИС, выявлено и численно аппроксимировано влияние тектоники Уральских гор, что позволяет решать практические задачи, основанные на геомеханических расчетах. В качестве практического применения на рис. 5 показаны ГИС и литологическое расчленение разреза, а на рис. 6 – рассчитанные на основе ГИС физико-механические свойства и напряжения по одной из скважин месторождения Пермского края. Полученные параметры использованы при построении 3D-геомеханической модели и дизайне ГРП [17].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. World stress map project. URL: http://www.world-stress-map.org (дата обращения: 25.06.2024)

2. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г., Шустов Д. В., Кондратьев С. А., Уточкин Ю. В. Напряженное состояние продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С. 64–67.

3. Кашников Ю. А., Шустов Д. В., Кухтинский А. Э., Кондратьев С. А. Геомеханические характеристики терригенных продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала // Нефтяное хозяйство. 2017. № 4. С. 32–35.

4. Petroleum related rock mechanics, 2nd edition / Fjaer E. [et al.]. Elseveir, 2008. 515 p.

5. Charlez P. A. Rock mechanics. Vol. 2. Petroleum applications. Paris: Éditions Technip, 1997. 333 p.

6. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М: Горная книга, 2019. 496 с.

7. Vo U. D., Chang C. Geomechanical characterization of sedimentary basins using tectonic stress and strain // Geosciences journal. 2020. Vol. 24. P. 669–678.

8. Wegner J., Hagemann B., Ganzer L. Numerical analysis of parameters affecting hydraulic fracture reorientation in tight gas reservoirs // Underground Storage of CO2 and Energy: Proceedings of the 3rd Sino-German Conference, Goslar, Germany, 21–23 May 2013. Goslar. 2013. P. 117–130.

9. Hossain M. M., Rahman M. K., Rahman S. S. Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes // Journal of petroleum science and engineering. 2000. No. 27. P. 129–149. DOI: 10.1016/S0920-4105(00)00056-5

10. Sone H., Zoback M. D. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks – Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy // Geophysics. 2013. Vol. 78(5). P. 381–392. DOI: 10.1190/geo2013-0050.1

11. Sone H., Zoback M. D. Time-dependent deformation of shale gas reservoir rocks and its long-term effect on the in situ state of stress // International journal of rock mechanics and mining sciences. 2014. Vol. 69. P. 120–132.

12. Sone H., Zoback M. D. Viscous relaxation model for predicting least principal stress magnitudes in sedimentary rocks // Journal of petroleum science and engineering. 2014. Vol. 124. P. 416–431.

13. Hui Li, Weizhong Chen, Xuyan Tan, Xianjun Tan. Back analysis of geomechanical parameters for rock mass under complex geological conditions using a novel algorithm // Tunnelling and underground space technology. 2023. Vol. 136. Art. 105099.

14. Mingyang Zhai, Dongying Wang, Zilin Zhang, Liaoyuan Zhang, Feng Yang, Bo Huang, Anhai Zhong, Lianchong Li. Numerical simulation and multi-factor optimization of hydraulic fracturing in deep naturally fractured sandstones based on response surface method // Engineering fracture mechanics. 2022. Vol. 259. Art. 108110.

15. Temitope F. Ogunkunle, Emmanuel E. Okoro, Oluwatosin J. Rotimi, Paul Igbinedion, David I. Olatunji. Artificial intelligence model for predicting geomechanical characteristics using easy-to-acquire offset logs without deploying logging tools // Petroleum. 2022. Vol. 8. Iss. 2. P. 192–203. DOI: 10.1016/j.petlm.2021.10.002

16. Jing Liu, Ruhul Sarker, Saber Elsayed, Daryl Essam, Nurhadi Siswanto. Large-scale evolutionary optimization: A review and comparative study // Swarm and evolutionary computation. 2024. Vol. 85. Art. 101466. DOI: 0.1016/j.swevo.2023.101466

17. Миренков В. Е. Трещина гидроразрыва в линейном поле напряжений // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. 2020. № 4. С. 12–20. DOI: 10.21440/0536-1028-2020-4-12-20

Поступила в редакцию 26 июня 2024 года

Сведения об авторе:

Шустов Денис Владимирович – кандидат технических наук, руководитель лаборатории геомеханики и подземной гидродинамики центра геомеханики и геодинамики недр; доцент кафедры маркшейдерского дела, геодезии и геоинформационных систем Пермского национального исследовательского политехнического университета. E-mail: denispstu@mail.ru; https://orcid.org/0000-0002-8404-7935

DOI: 10.21440/0536-1028-2025-3-44-55

Determining the parameters of the natural stress field of the Western Urals oilfield pay zones by solving an optimization problem

Denis V. Shustov[1]
[1] Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia.

Abstract

Introduction. *The solution of applied geomechanical tasks is primarily based on the knowledge of the in-situ stress state of the rock mass, used as boundary conditions. The existing global project on regional stress research includes thousands of studies worldwide, yet Russia is scarcely represented in this project, despite numerous studies on ore deposits in the Urals and Eastern Siberia.*

Methods of research. *This study has attempted to identify and substantiate the distribution characteristics of horizontal stresses in oil reservoirs of the Western Urals. For this purpose, data from more than 130 wells were processed, where hydraulic fracturing and preliminary mini-fracturing tests were conducted. The results of hydraulic fracturing data processing allow determining the fracture closure pressure, which generally corresponds to the minimum principal stress. Distances from the boundary of the Urals' frontal folds to each field were measured.*

Results. *A relationship was established, linking in-situ stress with depth and distance to the boundary of the Urals' frontal folds. An optimization problem was also solved. As a result, tectonic strain components were selected and the dependencies of physical and mechanical properties on geophysical well logging were redefined to determine the possibility of using them in 3D geomechanical modeling. In solving the optimization problem, methods for normalizing wells and determining reservoir pressure that provide the best optimization function estimates were also defined.*

Application of results. *The obtained dependencies form the basis for both 1D (wells) and 3D geomechanical modeling. The formulas are universal, and combined with the refined methodology for preparing initial data, they allow for the efficient resolution of tasks to obtain initial data for modeling.*

Keywords: *geomechanics; stress state; Biot's coefficient; Poisson's ratio; lateral strain rate; strains; hydraulic fracturing.*

REFERENCES

1. World stress map project. Available from: http://www.world-stress-map.org [Accessed 25 June 2024]
2. Kashnikov Iu. A., Ashikhmin S. G., Shustov D. V., Kondratiev S. A., Utochkin Iu. V. In situ stress in the oil fields of Western Ural. *Neftianoe khoziaistvo = Oil Industry.* 2016; 5: 64–67. (In Russ.)
3. Kashnikov Iu. A., Shustov D. V., Kukhtinskii A. E., Kondratiev S. A. Geomechanical properties of the terrigenous reservoirs in the oil fields of Western Ural. *Neftianoe khoziaistvo = Oil Industry.* 2017; 4: 32–35. (In Russ.)
4. Fjaer E. [et al.] *Petroleum related rock mechanics, 2nd edition.* Elseveir, 2008.
5. Charlez P. A. *Rock mechanics. Vol. 2. Petroleum applications.* Paris: Éditions Technip, 1997.
6. Kashnikov Iu. A., Ashikhmin S. G. *Rock mechanics at hydrocarbon deposits development.* Moscow: Gornaia kniga Publishing; 2019. (In Russ.)
7. Vo U. D., Chang C. Geomechanical characterization of sedimentary basins using tectonic stress and strain. *Geosciences Journal.* 2020; 24: 669–678.
8. Wegner J., Hagemann B., Ganzer L. Numerical analysis of parameters affecting hydraulic fracture re-orientation in tight gas reservoirs. *Underground Storage of CO_2 and Energy: Proceedings of the 3rd Sino-German Conference, Goslar, Germany, 21–23 May 2013.* Goslar. 2013. p. 117–130.
9. Hossain M. M., Rahman M. K., Rahman S. S. Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2000; 27: 129–149. Available from: doi: 10.1016/S0920-4105(00)00056-5
10. Sone H., Zoback M. D. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks – Part 1: Static and dynamic elastic properties and anisotropy. *Geophysics.* 2013; 78(5): 381–392. Available from: doi: 10.1190/geo2013-0050.1
11. Sone H., Zoback M. D. Time-dependent deformation of shale gas reservoir rocks and its long-term effect on the in situ state of stress. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences.* 2014; 69: 120–132.
12. Sone H., Zoback M. D. Viscous relaxation model for predicting least principal stress magnitudes in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2014; 124: 416–431.
13. Hui Li, Weizhong Chen, Xuyan Tan, Xianjun Tan. Back analysis of geomechanical parameters for rock mass under complex geological conditions using a novel algorithm. *Tunnelling and Underground Space Technology.* 2023; 136: 105099.
14. Mingyang Zhai, Dongying Wang, Zilin Zhang, Liaoyuan Zhang, Feng Yang, Bo Huang, Anhai Zhong, Lianchong Li. Numerical simulation and multi-factor optimization of hydraulic fracturing in deep naturally fractured sandstones based on response surface method. *Engineering Fracture Mechanics*. 2022; 259: 108110.
15. Temitope F. Ogunkunle, Emmanuel E. Okoro, Oluwatosin J. Rotimi, Paul Igbinedion, David I. Olatunji. Artificial intelligence model for predicting geomechanical characteristics using easy-to-acquire offset logs without deploying logging tools. *Petroleum.* 2022; 8(2): 192–203. Available from: doi: 10.1016/j.petlm.2021.10.002
16. Jing Liu, Ruhul Sarker, Saber Elsayed, Daryl Essam, Nurhadi Siswanto. Large-scale evolutionary optimization: A review and comparative study. *Swarm and Evolutionary Computation.* 2024; 85: 101466. Available from: doi: 0.1016/j.swevo.2023.101466
17. Mirenkov V. E. Hydraulic fracture in the nonlinear stress field. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurnal = News of the Higher Institutions. Mining Journal.* 2020; 4: 12–20. (In Russ.) Available from: doi: 10.21440/0536-1028-2020-4-12-20

Received 26 June 2024

Information about the author:

Denis V. Shustov – PhD (Engineering), Associate Professor, Head of the Laboratory of Geomechanics and Underground Hydrodynamics of the Subsoil; associate professor of the Department of Mine Surveying, Geodesy, and Geoinformation Systems, Perm National Research Polytechnic University. E-mail: denispstu@mail.ru; https://orcid.org/0000-0002-8404-7935

Для цитирования: Шустов Д. В. Определение параметров природного поля напряжений продуктивных объектов нефтяных месторождений Западного Урала решением оптимизационной задачи // Известия вузов. Горный журнал. 2025. № 3. С. 44–55. DOI: 10.21440/0536-1028-2025-3-44-55
For citation: Shustov D. V. Determining the parameters of the natural stress field of the Western Urals oilfield pay zones by solving an optimization problem. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurnal = Minerals and Mining Engineering.* 2025; 3: 44–55 (In Russ.). DOI: 10.21440/0536-1028-2025-3-44-55