

УДК 550.822:550.8.012:550.8.08:550.8.053

КАЛИБРОВКА ОДНОМЕРНЫХ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ АППРОКСИМАЦИИ ВЫВАЛОВ

Коношонкин Дмитрий Владимирович¹,
konoshonkindv@hw.tpu.ru

Рукавишников Валерий Сергеевич¹,
rukavishnikov@tpu.ru

Шадрин Андрей Сергеевич¹,
shadrinas@hw.tpu.ru

Антонов Антон Евгеньевич¹,
antonovae@hw.tpu.ru

Куприянова Карина Артёмовна¹,
kam36@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Геомеханическое моделирование широко применяется в различных областях науки и техники. В нефтегазовой отрасли одномерные геомеханические модели используются для анализа устойчивости ствола скважины при бурении, для проектирования гидроразрыва пласта, для оценки вероятности пескопроявления при добыче углеводородов, а также в качестве исходных данных для трехмерных геомеханических моделей. Одномерные геомеханические модели очень требовательны к объему и качеству исходных данных, например, при калибровке модели для уточнения прочности на одноосное сжатие и для уточнения горизонтальных напряжений необходимы данные микросканеров, которые записываются не во всех скважинах и в ограниченном интервале. В то же время практически в каждой скважине имеются данные о кавернометрии и/или профилометрии. Поэтому решение задачи калибровки одномерной геомеханической модели при использовании более доступных данных кавернометрии и профилометрии, является актуальной проблемой, решение которой позволит построить откалиброванные геомеханические модели по большему числу скважин.

Цель: разработка подхода калибровки одномерных геомеханических моделей по данным кавернометрии и профилометрии скважин.

Методы: методы геометрической аппроксимации, анализ лабораторных исследований, а также аналитические методы расчета напряженного-деформируемого состояния вблизи стенки скважины.

Результаты. Представлены формулы и алгоритм для уточнения напряженного состояния горных пород и прочности горных пород на одноосное сжатие с использованием геометрической аппроксимации вывалов по данным кавернометрии и профилометрии в скважинах.

Ключевые слова:

Геомеханика, модель, вывал, скважина, калибровка.

Введение

Понятие «геомеханическая модель» (Mechanical Earth Model) в нефтяной отрасли введено специалистами компании Schlumberger в 2000 г. [1]. Согласно определению, геомеханическая модель – это численное представление напряженного состояния и механических (геомеханических) свойств горных пород для заданного стратиграфического разреза месторождения или бассейна.

На текущий момент геомеханическое моделирование используется для прогноза устойчивости ствола скважины [2–4], анализа пескопроявлений [5, 6], дайны гидравлического разрыва пласта (ГРП) [7], при анализе рисков при утилизации CO₂ [8–10]. На Рис. 1 представлена сводная схема процесса построения модели и показаны проблемы, возникающие на каждом этапе, которые ведут к снижению качества прогнозной способности модели [11–13]. Связь угла вывала (показания микросканера) в скважине с глубиной вывала (показания каверномера) позволит решить указанные проблемы следующим образом:

- Восполнить недостаток данных по геомеханическим исследованиям по керну и низкую прогнозную способность прочностных параметров путем уточнения прочности на одноосное сжатие по результатам калибровки модели.
- Устранить проблему отсутствия требуемого объема данных микросканеров для уточнения напряжений и геомеханических свойств горных пород.
- Снизить время на построение модели путем автоматизации процесса калибровки.

Механика образования вывала

Механика образования вывала была детально исследована в экспериментах на керне и опубликована многими учеными. Впервые увеличение диаметра скважины вдоль одной оси (овализацию) отметил Д. Кокс в 1970 г. при изучении текстурных особенностей горных пород в скважинах Алберты (в Канаде) 4-лепестковыми профиломерами [14]. В 1978 г. Э. Бэбкок подтвердил наблюдение Кокса и назвал феномен увеличения диаметра скважины вывалом

(borehole breakout) [15]. Начиная с 1960-х гг. активно разрабатывались новые приборы для сканирования ствола скважины, что позволило более точно оценить геометрию скважины в интервале вывалов [16–21].

На текущий момент вывалы в скважине являются достоверным индикатором направления горизонтальных напряжений при проведении исследований в вертикальных скважинах [22–25].



Рис. 1. Проблемы, возникающие при построении одномерных геомеханических моделей

Fig. 1. Problems arising in the construction of one-dimensional mechanical earth models



Рис. 2. Схема проведения автокалибровки

Fig. 2. Autocalibration scheme

Связь угла вывала (показания микросканера) в скважине с глубиной вывала (показания каверномера) показана в работе [26]. Аппроксимация вывалов в скважине с помощью треугольной или эллиптической формы позволяет однозначно связать соотношение напряжений и прочность горных пород на одноосное сжатие с показаниями каверномера.

Порядок калибровки геомеханической модели

В случае наличия данных мини-ГРП значение минимального горизонтального напряжения определено однозначно на глубине проведения теста мини-ГРП. С другой стороны, максимальное горизонтальное напряжение имеет диапазон неопределенности, который ограничен значениями, рассчитанными по полигону напряжений. В данной работе делается допущение, что максимальное горизонтальное напряжение имеет меньшую вариабельность, т. е. более устойчиво, чем прочность горных пород на одноосное сжатие. Поэтому при калибровке модели сначала подбирается максимальное горизонтальное напряжение (грубая калибровка), а затем прочность горных пород на одноосное сжатие (точная калибровка). Процесс проведения автокалибровки показан на схеме (Рис. 2).

Для проведения калибровки в качестве исходных данных используется «первичная» (неоткалиброванная) модель. На основе первичной модели рассчитывается качественная сходимость модели с показаниями кавернометрии, для этого используются условия, приведенные в табл. 1.

Калибровка горизонтальных напряжений

Если просуммировать дискретную кривую сходимости и поделить длину интервала, где показания модели и кавернометрии сходятся на общую длину скважины, можно получить процентное соотношение сходимости для скважины при заданном соотношении горизонтальных напряжений в интервале неопределенности, рассчитанном по полигону напряжений.

Таблица 1. Условия сходимости геомеханической модели с данными калвернометрии или профилометрии
Table 1. Conditions of convergence of the mechanical earth model with caliper data

Название интервала по данным калвернометрии Name of the interval according to caliper data	Показания калверномера (Caliper) или профиломера (C1 и C2) относительно номинального диаметра долота Two-arm caliper (Caliper) or four-arm caliper (C1 and C2) diameter relative to the nominal diameter of the bit	Соотношение плотности бурового раствора и градиентов обрушения Inequality of drilling mud density and collapse gradients	Сходимость Convergence
Номинальный диаметр скважины Nominal diameter	Caliper ≤ Dnom или/or C1 ≤ Dnom C2 ≤ Dnom	Mud_dens > Breakout_grad_0	Да/Yes
		Mud_dens ≤ Breakout_grad_0	Нет/No
Вывалы/Breakouts	C1 > Dnom C2 ≤ Dnom	Mud_dens > Breakout_grad_0	Нет/No
		Breakout_grad_150 < Mud_dens ≤ Breakout_grad_0	Да/Yes
Каверны/Washouts	C1 > Dnom C2 > Dnom	Mud_dens ≤ Breakout_grad_150	Нет/No
		Mud_dens > Breakout_grad_150	Да/Yes
		Mud_dens > Breakout_grad_150	Нет/No

Примечание: Caliper – показания калверномера, C1 – показания профиломера по одной оси, C2 – показания профиломера по другой (перпендикулярной) оси, Dnom – диаметр долота, Mud_dens – плотность бурового раствора, Breakout_grad_0 – градиент образования вывалов с углом 0°, Breakout_grad_150 – градиент образования вывалов с углом 150° (вместо угла 150° может использоваться другой угол в диапазоне от 90 до 150°, приводящий для рассматриваемых горных пород к калвернообразованию).

Note: Caliper – two-arm caliper diameter, C1 – four-arm caliper diameter for axis 1, C2 – four-arm caliper diameter for axis 2, Dnom – bit diameter, Mud_dens – drilling mud density, Breakout_grad_0 – breakout gradient with an angle of 0°, Breakout_grad_150 – breakout gradient with an angle of 150° (instead of angle 150° a different angle in the range from 90 to 150° can be used, which leads to washout for the rocks in question).

Для того чтобы рассчитать напряжения для заданного соотношения напряжений, необходимо определить относительные деформации пороупругой модели с учётом равенства минимального горизонтального напряжения давлению закрытия трещины ГРП:

$$\begin{aligned} S_{hmin} &= S_{poison} + \frac{E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{hmin} + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{Hmax}; \\ S_{Hmax} &= S_{poison} + \frac{E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{Hmax} + \frac{\nu_{st} E_{st}}{1-\nu_{st}^2} \varepsilon_{hmin}; \\ \frac{S_{Hmax}}{S_{hmin}} &= Ratio; \\ S_{hmin} &= Pc; \\ S_{poison} &= \frac{\nu_{st}}{1-\nu_{st}} S_v - \frac{\nu_{st}}{1-\nu_{st}} \alpha P_p + \alpha P_p, \end{aligned} \quad (1)$$

где S_{hmin} – минимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{Hmax} – максимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{poison} – горизонтальное напряжение в горных породах, вызванное весом вышележащих горных пород и эффектом Пуассона, МПа; P_c – давление закрытия трещины ГРП, МПа; ε_{hmin} – относительная деформация в направлении S_{hmin} ; ε_{Hmax} – относительная деформация в направлении S_{Hmax} ; P_p – поровое давление, МПа; E_{st} – статический модуль Юнга, МПа; ν_{st} – статический коэффициент Пуассона; α – константа Био.

Для решения системы уравнений (1) введем следующее обозначение:

$$a = \frac{E_{st}}{1-\nu_{st}^2}.$$

Тогда уравнения пороупругости примут вид:

$$\begin{aligned} S_{hmin} &= S_{poison} + a \varepsilon_{hmin} + \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}, \\ S_{Hmax} &= S_{poison} + a \varepsilon_{Hmax} + \nu_{st} a \varepsilon_{hmin}. \end{aligned}$$

Исходя из того, что для точки, где проведен тест мини-ГРП, минимальное горизонтальное напряжение равно давлению закрытия трещины, запишем:

$$S_{poison} + a \varepsilon_{hmin} + \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax} = P_c.$$

Тогда выражение для минимальной относительной деформации примет вид:

$$\varepsilon_{hmin} = \frac{P_c - S_{poison} - \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}}{a}. \quad (2)$$

Заменив максимальное горизонтальное напряжение на его соотношение в точке мини-ГРП, получим:

$$P_c \cdot Ratio = S_{poison} + a \varepsilon_{Hmax} + \nu_{st} a \varepsilon_{hmin}. \quad (3)$$

Подставив уравнение (2) в уравнение (3) получим:

$$\begin{aligned} P_c \cdot Ratio &= S_{poison} + a \varepsilon_{Hmax} + \\ &+ \nu_{st} (P_c - S_{poison} - \nu_{st} a \varepsilon_{Hmax}). \end{aligned} \quad (4)$$

Выразив из уравнения (4) максимальную относительную деформацию и упростив, получим:

$$\varepsilon_{Hmax} = \frac{P_c (Ratio - \nu_{st}) - S_{poison} (1 - \nu_{st})}{E}. \quad (5)$$

Таким образом, выражения (2) и (5) позволяют определить относительные деформации в точке проведения мини-ГРП так, чтобы минимальное горизонтальное напряжение было равно давлению закрытия трещины, а соотношение горизонтальных напряжений равнялось заданному значению Ratio.

В предлагаемом в данной работе подходе калибровки для расчета горизонтальных напряжений, рассчитанные значения относительной деформации для точки мини-ГРП принимаются постоянными для всего разреза скважины. Это позволяет рассчитывать горизонтальные напряжения для всей скважины и оценивать значение сходимости при различных соотношениях напряжений Ratio в интервале мини-ГРП. Из всех возможных значений Ratio выбирается то соотношение, которое дает лучшее соответствие показаниям профиломера/каверномера при сравнении с расчетным графиком совмещенных давлений (Рис. 3).

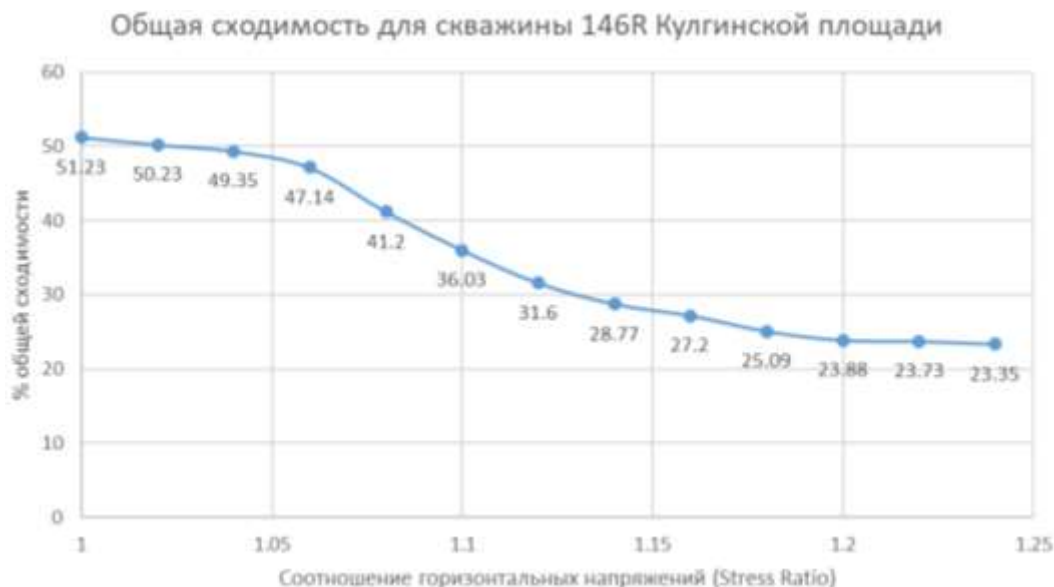


Рис. 3. Пример зависимости сходимости от соотношения напряжений (Ratio) для скважины 146R Кулгинской площади. В данном случае лучшая сходимость 51,23 % наблюдается для Ratio=1

Fig. 3. Example of convergence dependence on the stress ratio (Ratio) for the well 146R Kulginskaya field. In this case, the best convergence of 51,23 % is observed for Ratio=1

Калибровка прочности на одноосное сжатие

После определения оптимального Ratio и калибровки горизонтальных напряжений производится калибровка прочности на одноосное сжатие, для этого:

- 1) по скважинам с наличием данных микросканеров и кавернометрии определяется характерная форма вывалов (треугольная или эллиптическая). Для треугольной аппроксимации оценивается угол вывала γ , для эллиптической аппроксимации оценивается соотношение большой и малой полуосей эллипса a/b [26];
- 2) в случае если данные микросканеров отсутствуют, используется эллиптическая аппроксимация со средним значением $a/b=2,1$ и граничными значениями при $a/b=1,06$ и $a/b=4,6$;
- 3) по показаниям кавернометрии/профилеметрии определяется глубина вывала;
- 4) по формулам геометрической аппроксимации [26] определяется угол вывала W_{bo} ;
- 5) рассчитывается распределение эффективных главных напряжений вокруг стенки скважины в зависимости от угла относительно нижней стенки скважины θ ;
- 6) определяется угол $\theta_{\max}$, под которым действует максимальное значение максимального главного напряжения на стенке скважины;
- 7) определяется угол последней точки вывала $\theta_{W_{bo}}$, для этого к углу $\theta_{\max}$ прибавляется значение $W_{bo}/2$;
- 8) определяются значения эффективных главных напряжений, действующих в точке под углом $\theta_{W_{bo}}$;
- 9) эффективные главные напряжения подставляются в критерий прочности и рассчитывается значение прочности на одноосное сжатие UCS, например, при использовании критерия Кулона:

$$UCS = \sigma_1 - k\sigma_3,$$

$$k = \left(\sqrt{1 + \mu_i^2} + \mu_i \right)^2,$$

где k – Коэффициент трехосного сжатия; μ_i – тангенс угла внутреннего трения горной породы; σ_1 и σ_3 – максимальное и минимальное главное напряжение, соответственно, Па;

- 10) в интервале, где отсутствуют вывалы, в случае превышения плотности бурового раствора над градиентом обрушения значение прочности не изменяется, а в случае превышения градиента обрушения над плотностью бурового раствора рассчитывается минимальное значение прочности на одноосное сжатие при подстановке в критерий прочности главных напряжений, действующих под углом $\theta_{\max}$;
- 11) в интервале, где определены каверны, в случае превышения градиента обрушения с углом вывала 150° над плотностью бурового раствора прочность на одноосное сжатие не изменяется, а в случае превышения плотности бурового раствора над градиентом обрушения с углом вывала 150° определяется максимальное значение прочности на одноосное сжатие при подстановке в критерий прочности главных напряжений, действующих под углом $\theta_{\max} + 75^\circ$.

Ниже приведен пример калибровки прочности на одноосное сжатие для одной точки геомеханической модели в случае данных, указанных в табл. 2.

Последовательность анализа для одной точки будет следующей:

- 1) принимается эллиптическая аппроксимация;
- 2) соотношение осей эллипса аппроксимации $a/b=2,1$;
- 3) глубина вывала $a=129,45$ мм;
- 4) угол вывала W_{bo} ;

$$w_{bo} = 2 \operatorname{atan} \sqrt{\frac{a^2 - R^2}{R^2 \left(\frac{a}{b}\right)^2 - a^2}} =$$

$$= 2 \operatorname{atan} \sqrt{\frac{129.45^2 - 107.95^2}{107.9^2 (2.1)^2 - 129.45^2}} = 42^\circ;$$

- 5) распределение эффективных нормальных напряжений (рис. 4) и эффективных главных напряжений (рис. 5) вокруг стенки скважины.
- 6) $\theta_{\max} = 96^\circ$ (под этим углом действует максимальное эффективное главное напряжение $\sigma_1 = 46,68$ МПа);
- 7) угол последней точки вывала

$$\theta_{w_{bo}} = (\theta_{\max} + W_{bo}/2) = (96^\circ + 42^\circ/2) = 117^\circ;$$

- 8) значения эффективных главных напряжений, действующих в точке под углом $\theta_{w_{bo}}$: $\sigma_1 = 43,05$ МПа; $\sigma_3 = 1,58$ МПа;
- 9) значение прочности на одноосное сжатие после калибровки:

$$UCS = \sigma_1 - k\sigma_3 =$$

$$= 43,05 - 4,1 \cdot 1,58 = 36,6 \text{ МПа.}$$

При использовании прочности на одноосное сжатие до калибровки (30 МПа) угол вывала бы составил $\sim 75^\circ$ вместо 42° .

Таблица 2. Исходные данные для калибровки прочности на одноосное сжатие для одной точки

Table 2. Initial data for calibration of uniaxial compressive strength for a single point

Параметр Parameter	Значение Value	Единицы измерения Units
Рассматриваемая глубина по вертикали/True vertical depth, TVD	2000	м/м
Средняя плотность горных пород/Average density of rocks, ρ_b	2300	кг/м ³ /kg/m ³
Давление закрытия трещины/Fracture closure pressure, P_c	29,3	МПа/MPa
Вертикальное напряжение/Vertical stress, S_v	45,13	МПа/MPa
Минимальное горизонтальное напряжение/Minimum horizontal stress, $Sh_{\min}$	29,33	МПа/MPa
Соотношение горизонтальных напряжений/Horizontal stress ratio, Ratio	1,1	
Максимальное горизонтальное напряжение/Maximum horizontal stress, $SH_{\max}$	32,27	МПа/MPa
Направление максимального горизонтального напряжения Maximum horizontal stress azimuth	0	градусы/degrees
Коэффициент Пуассона/Poisson's ratio, ν	0,22	
Константа Био/Biot's constant, α	1	
Прочность на одноосное сжатие до калибровки Uniaxial compressive strength before calibration, UCS	30	МПа/MPa
Тангенс угла внутреннего трения/Tangent of the internal friction angle, μ_i	0,76	
Коэффициент трехосного сжатия/Triaxial stress factor, k	4,1	
Плотность бурового раствора/Drilling mud density, ρ_{mud}	1100	кг/м ³ /kg/m ³
Азимут скважины/Well azimuth	40	градусы/degrees
Зенитный угол скважины/Well inclination	40	градусы/degrees
Номинальный радиус скважины/Well nominal radius, R	215,9/2	мм/mm
Глубина вывала/Breakout depth, a	129,45	мм/mm
Тип аппроксимации/Type of approximation	Эллиптическая Elleptic	
Соотношение осей эллипса/Ratio of the axes of the ellipse, a/b	2,1	

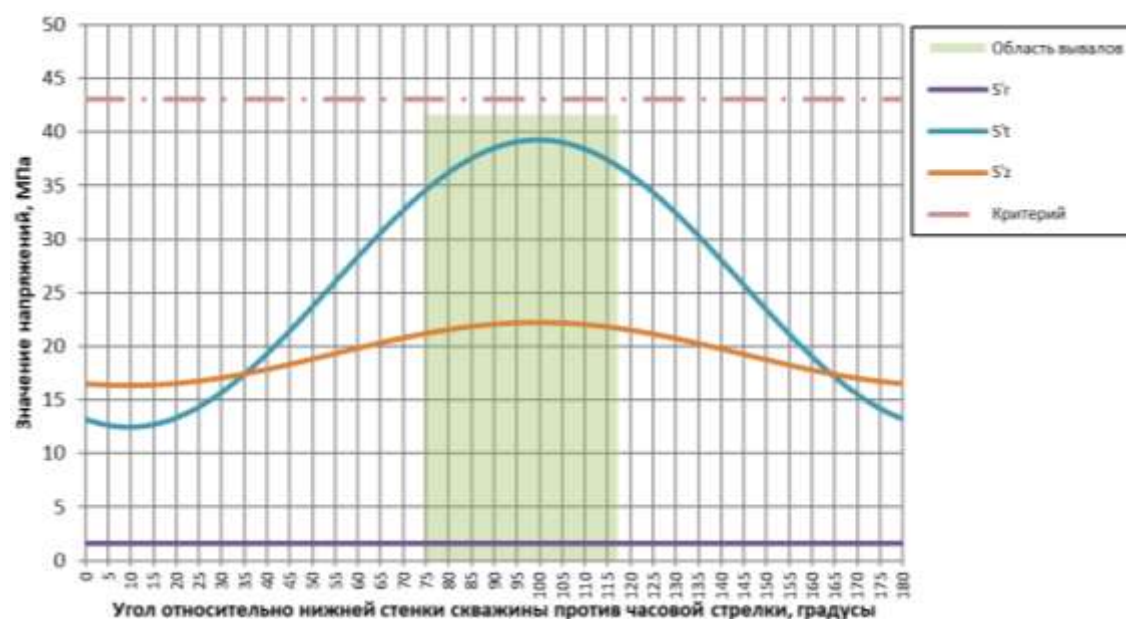


Рис. 4. Распределение эффективных нормальных напряжений на стенке скважины

Fig. 4. Distribution of effective normal stresses on the well wall

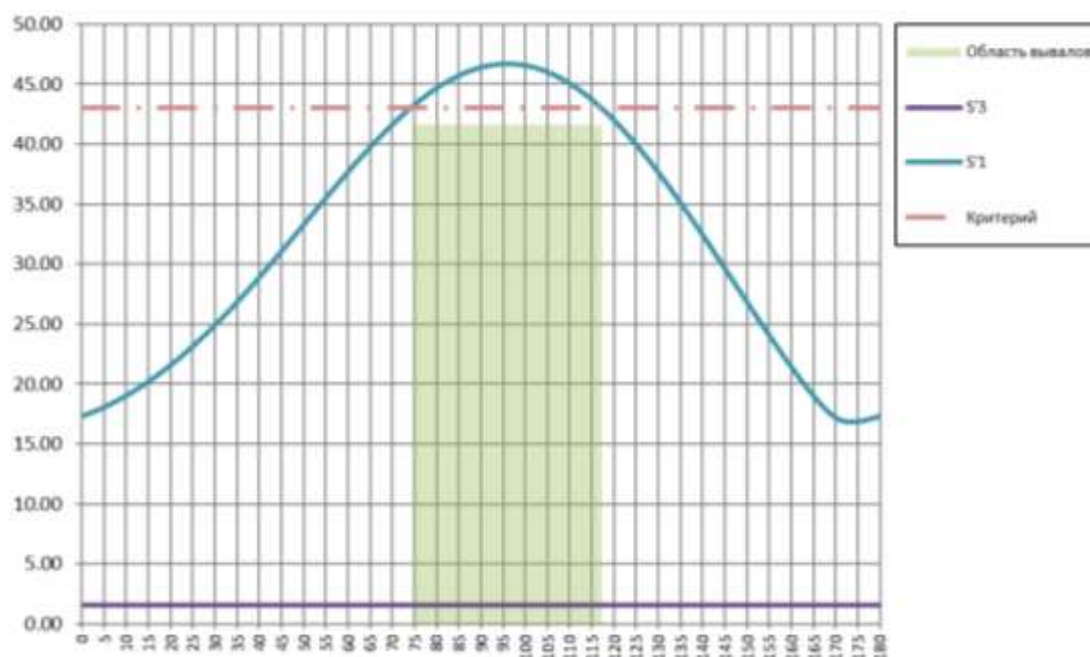


Рис. 5. Распределение эффективных главных напряжений на стенке скважины
 Fig. 5. Distribution of effective principal stresses on the well wall

Заключение

Предлагаемый подход калибровки одномерных геомеханических моделей проводится в два этапа: сначала уточняются горизонтальные напряжения, затем прочность на одноосное сжатие. Для уточнения напряжений и прочности на одноосное сжатие в данной работе выведены формулы калибровки. При калибровке горизонтальных напряжений выражения (2) и (5) позволяют определить относительные деформации в точке проведения мини-ГРП так, чтобы минимальное горизонталь-

ное напряжение было равно давлению закрытия трещины, а соотношение горизонтальных напряжений равнялось заданному значению Ratio. Оптимальное значение Ratio определяется по сходимости прогноза модели с данными кавернометрии. Калибровка прочности на одноосное сжатие производится путем расчета угла вывала через длину вывала по формулам геометрической аппроксимации вывалов и подстановки значений главных напряжений на границах угла вывала в критерий прочности горной породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. The Mechanical Earth Model concept and its application to high-risk well construction projects / R. Plumb, S. Edwards, G. Pidcock, D. Lee, B. Stacey // Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference. – SPE, 2000. – P. 1–13.
2. Kidambi T., Kumar G.S. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – V. 141. – P. 38–51.
3. An integrated drilling and geomechanics approach helps to successfully drill wells along the minimum horizontal stress direction in khuff reservoirs / S. Ahmed, K. Khan, P. Omini, A. Abdulaziz, M. Ahmed, A.S. Yadav, M.A. Mohiuddin // Society of Petroleum Engineers – 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years. – OnePetro, 2014. – V. 1. – P. 749–761.
4. Mechanical Earth Model (MEM): an effective tool for borehole stability analysis and managed pressure drilling (case study) / M. Afsari, M.R. Ghafoori, M. Roostaeian, A. Haghshenas, A. Ataei, R. Masoudi // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings. – OnePetro, 2009. – V. 1. – P. 87–98.
5. Mechanical earth modeling and sand onset production prediction for Well X in Malay Basin / N.I. Ismail, M.Y. Naz, S. Shukrullah, S.A. Sulaiman // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – № 7. – P. 2753–2758.
6. Al-Ameri A. Integrated mechanical earth modeling for predicting sand production: a case study // SPE Production & Operations. – 2022. – V. 37. – № 02. – P. 169–187.
7. Calibrated mechanical earth models answer questions on hydraulic fracture containment and wellbore stability in some of the CSG wells in the Bowen Basin / Z.J. Pailikathekathil, R. Puspitasari, I. Altaf, M. Alboub, S. Mazumder, S. Sur, M. Scott, D. Kubenk, T. Gan // Society of Petroleum Engineers – Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future. – OnePetro, 2013. – V. 2. – P. 683–707.
8. Jimenez J.A., Chalaturnyk R.J., Whittaker S.G. A mechanical earth model for the Weyburn CO2 monitoring and storage project and its relevance to long-term performance assessment // Greenhouse Gas Control Technologies. – 2005. – P. 2141–2145.
9. Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO2-enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran / M. Amiri, G.R. Lashkaripour, S. Ghabezloo, N.H. Moghaddas, M.H. Tajareh // Environmental Earth Sciences. – 2019. – V. 78. – № 4. – P. 1–22.
10. Zain-Ul-abeidin M., Henk A. Building 1d and 3d mechanical earth models for underground gas storage – a case study from the Molasse basin, Southern Germany // Energies. – 2020. – V. 13. – № 21. – P. 1–21.
11. Tashkinov V., Konoshonkin D. The rock strength properties determination of the Jurassic formation sandstones by updating empirical relations for mechanical earth model construction // Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – V. 2018. – P. 1–6.
12. Определение геомеханических свойств юрских и доюрских отложений Томской области / А.С. Шадрин, Д.В. Коношонкин,

- А.Е. Антонов, В.С. Рукавишников, Д.С. Петрова // Известия вузов. Горный журнал. – 2022. – № 1. – С. 34–44.
13. Determination of horizontal stress orientation in the areas of the Tomsk region / A.E. Antonov, A.S. Shadrin, D.V. Konoshonkin, V.S. Rukavishnikov, D.S. Petrova // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurnal. – 2021. – V. 1. – № 7. – P. 16–24.
14. Cox J.W. The high resolution dipmeter reveals dip-related borehole and formation characteristics // SPWLA 11th Annual Logging Symposium 1970. – Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA). – 1970. – V. 11. – № 01. – P. 46–57.
15. Babcock E.A. Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs // AAPG Bulletin. – 1978. – V. 62. – № 7. – P. 1111–1126.
16. In situ stress state in the Nankai accretionary wedge estimated from borehole wall failures / C. Chang, L.C. McNeill, J.C. Moore, W. Lin, M. Conin, Y. Yamada, D. Saffer, P. Henry, H. Tobin // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2010. – V. 11. – № 12. – P. 1–17.
17. Yaghoubi A.A., Zeinali M. Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability – case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – V. 67. – № 3–4. – P. 116–126.
18. Fowler M.J., Weir F.M. The use of borehole breakout for geotechnical investigation of an open pit mine // SHIRMS 2008: First Southern Hemisphere International Rock Mechanics Symposium. – Perth, 16–19 September, 2008. – Perth: Australian Centre for Geomechanics, 2008. – P. 541–550.
19. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in situ stress regime / E.J. Nelson, J.J. Meyer, R.R. Hillis, S.D. Mildren // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2005. – V. 42. – № 3. – P. 361–371.
20. The borehole televiewer a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection / J. Zemanek, R.L. Caldwell, Jr. E.E. Glenn, S.V. Holcomb, L.J. Norton, A.J.D. Straus // J Petroleum Technology. – 1969. – V. 21. – № 6. – P. 762–774.
21. Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study – a deep oil well in the southwest of Iran / A. Molaghab, M.H. Taherynia, S.M. Fatemi Aghda, A. Fahimifar // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – V. 7. – № 3. – P. 707–715.
22. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells / M.D. Zoback, C.A. Barton, M. Brudy, D.A. Castillo, T. Finkbeiner, B.R. Grollmund, D.B. Moos, P. Peska, C.D. Ward, D.J. Wiprut // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2003. – V. 40. – № 7–8. – P. 1049–1076.
23. Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field (USA) / J.M. Stock, J.H. Healy, S.H. Hickman, M.D. Zoback // Journal of Geophysical Research. – 1985. – V. 90. – № B10. – P. 8691–8706.
24. Malinverno A., Saito S., Vannucchi P. Horizontal principal stress orientation in the Costa Rica Seismogenesis Project (CRISP) transect from borehole breakouts // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2016. – V. 17. – № 1. – P. 65–77.
25. Estimation of in-situ maximum horizontal principal stress magnitudes from borehole breakout data using machine learning / H. Lin, W.H. Kang, J. Oh, I. Canbulat // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2020. – V. 126. – P. 1–15.
26. Коношонкин Д.В., Рукавишников В.С. Геометрическая аппроксимация вывалов в скважине для проведения калибровки геомеханической модели // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – № 12. – С. 58–72.

Поступила: 09.02.2023 г.

Прошла рецензирование: 15.03.2023 г.

Информация об авторах

Коношонкин Д.В., старший преподаватель отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рукавишников В.С., PhD, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Шадрин А.С., инженер лаборатории нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Антонов А.Е., инженер лаборатории нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Куприянова К.А., инженер лаборатории нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 550.822:550.8.012:550.8.08:550.8.053

CALIBRATION OF ONE-DIMENSIONAL MECHANICAL EARTH MODELS USING GEOMETRIC APPROXIMATION OF BOREHOLE BREAKOUTS

Dmitry V. Konoshonkin¹,
konoshonkindv@hw.tpu.ru

Valeriy S. Rukavishnikov¹,
rukavishnikov@tpu.ru

Andrey S. Shadrin¹,
shadrinas@hw.tpu.ru

Anton E. Antonov¹,
antonovae@hw.tpu.ru

Karina A. Kupriyanova¹,
kam36@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance. Mechanical earth modeling is widely used in various fields of science and technology. In the oil and gas industry, one-dimensional mechanical earth models are used to analyze wellbore stability, to design hydraulic fracturing, to assess the probability of sand production with oil and gas flow, and as input data for three-dimensional mechanical earth models. One-dimensional mechanical earth models are very demanding on the volume and quality of the initial data, for example, when calibrating the model to define the uniaxial compression strength and horizontal stresses, borehole imager data are required, which are usually not recorded in all wells and in whole interval. At the same time, almost every well has caliper data. Therefore, solving the problem of calibration of a one-dimensional mechanical earth model using more accessible caliper data is an urgent problem, the solution of which will allow building calibrated geo-mechanical models for a larger number of wells.

The main aim: to develop an approach for calibration of one-dimensional mechanical earth models based on well caliper data.

Methods: geometric approximation, analysis of laboratory studies, as well as analytical methods for calculating the stress-strain state near the well wall.

Results. The paper introduces the equations and the algorithm to define the stresses and uniaxial compression strength of rocks using geometric approximation of borehole breakouts according to caliper data in wells.

Key words:

Geomechanics, model, breakout, well, calibration.

REFERENCES

1. Plumb R., Edwards S., Pidcock G., Lee D., Stacey B. The mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects. *Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference*. SPE, 2000. pp. 1–13.
2. Kidambi T., Kumar G.S. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 141. pp. 38–51.
3. Ahmed S., Khan K., Omini P., Abdulaziz A., Ahmed M., Yadav A.S., Mohiuddin M.A. An integrated drilling and geomechanics approach helps to successfully drill wells along the minimum horizontal stress direction in Khuff reservoirs. *Society of Petroleum Engineers – 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years*. OnePetro, 2014. Vol. 1. pp. 749–761.
4. Afsari M., Ghafoori M.R., Roostaieian M., Haghshenas A., Ataei A., Masoudi R. Mechanical Earth Model (MEM): an effective tool for borehole stability analysis and managed pressure drilling (case study). *SPE Middle East Oil Gas Show Conf. MEOS, Proc.* OnePetro, 2009. vol. 1. pp. 87–98.
5. Ismail N.I., Naz M.Y., Shukrullah S., Sulaiman S.A. Mechanical earth modeling and sand onset production prediction for Well X in Malay Basin. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 7, pp. 2753–2758.
6. Al-Ameri A. Integrated mechanical earth modeling for predicting sand production: a case study. *SPE Production & Operations*, 2022, vol. 37, no. 02, pp. 169–187.
7. Pailikathekathil Z.J., Puspitasari R., Altaf I., Alboub M., Mazumder S., Sur S., Scott M., Kubenk D., Gan T. Calibrated mechanical earth models answer questions on hydraulic fracture containment and wellbore stability in some of the CSG wells in the Bowen Basin. *Society of Petroleum Engineers – Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition 2013: Delivering Abundant Energy for a Sustainable Future*. OnePetro, 2013. Vol. 2. pp. 683–707.
8. Jimenez J.A., Chalaturmyk R.J., Whittaker S.G. A Mechanical earth model for the Weyburn CO₂ monitoring and storage project and its relevance to long-term performance assessment. *Greenhouse Gas Control Technologies*, 2005, pp. 2141–2145.
9. Amiri M., Lashkaripour G.R., Ghabezloo S., Moghaddas N.H., Tajareh M.H. Mechanical earth modeling and fault reactivation analysis for CO₂-enhanced oil recovery in Gachsaran oil field, south-west of Iran. *Environmental Earth Sciences*, 2019, vol. 78, no. 4, pp. 1–22.
10. Zain-El-abedin M., Henk A. Building 1D and 3D Mechanical earth models for underground gas storage – a case study from the Molasse Basin, Southern Germany. *Energies*, 2020, vol. 13, pp. 1–21.
11. Tashkinov V., Konoshonkin D. The rock strength properties determination of the Jurassic formation sandstones by updating empirical relations for mechanical earth model construction. *Saint Petersburg 2018: Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough*. 2018. pp. 1–6.
12. Shadrin A.S., Konoshonkin D.V., Antonov A.E., Rukavishnikov V.S., Petrova D.S. Determination of geomechanical properties of the Jurassic and Pre-Jurassic sediments of the Tomsk region. *Minerals and Mining Engineering*, 2022, vol. 1, pp. 34–44. In Rus.

13. Antonov A.E., Shadrin A.S., Konoshonkin D.V., Rukavishnikov V.S., Petrova D.S. Determination of horizontal stress orientation in the areas of the Tomsk region. *Minerals and Mining Engineering*, 2021, vol. 1, no. 7, pp. 16–24.
14. Cox J.W. The high resolution dipmeter reveals dip-related borehole and formation characteristics. *SPWLA 11th Annual Logging Symposium 1970. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts (SPWLA)*, 1970, vol. 11, no. 01, pp. 46–57.
15. Babcock E.A. Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs. *AAPG Bulletin*, 1978, vol. 62, no. 7, pp. 1111–1126.
16. Chang C., McNeill L.C., Moore J.C., Lin W., Conin M., Yamada Y. In situ stress state in the Nankai accretionary wedge estimated from borehole wall failures. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2010, vol. 11, no. 12, pp. 1–17.
17. Yaghoubi A.A., Zeinali M. Determination of magnitude and orientation of the in-situ stress from borehole breakout and effect of pore pressure on borehole stability – case study in Cheshmeh Khush oil field of Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol. 67, no. 3–4, pp. 116–126.
18. Fowler M.J., Weir F.M. The use of borehole breakout for geotechnical investigation of an open pit mine. *SHIRMS 2008: First Southern Hemisphere International Rock Mechanics Symposium*. Perth, 16–19 September, 2008. Perth, Australian Centre for Geomechanics, 2008, pp. 541–550.
19. Nelson E.J., Meyer J.J., Hillis R.R., Mildren S.D. Transverse drilling-induced tensile fractures in the West Tuna area, Gippsland Basin, Australia: implications for the in situ stress regime. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2005, vol. 42, no. 3, pp. 361–371.
20. Zemanek J., Caldwell R.L., Glenn Jr. E.E., Holcomb S.V., Norton L.J., Straus A.J.D. The borehole televiewer a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. *J Petroleum Technology*, 1969, vol. 21, no. 06, pp. 762–774.
21. Molaghab A., Taherynia M.H., Fatemi Aghda S.M., Fahimifar A. Determination of minimum and maximum stress profiles using wellbore failure evidences: a case study – a deep oil well in the southwest of Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol. 7, no. 3, pp. 707–715.
22. Zoback M.D., Barton C.A., Brudy M., Castillo D.A., Finkbeiner T., Grollmund B.R., Moos Peska D.B., Ward C.D., Wiprut D.J. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2003, vol. 40, no. 7–8, pp. 1049–1076.
23. Stock J.M., Healy J.H., Hickman S.H., Zoback M.D. Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field (USA). *Journal of Geophysical Research*, 1985, vol. 90, no. B10, pp. 8691–8706.
24. Malinverno A., Saito S., Vannucchi P. Horizontal principal stress orientation in the Costa Rica Seismogenesis Project (CRISP) transect from borehole breakouts. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 2016, vol. 17, no. 1, pp. 65–77.
25. Lin H., Kang W.H., Oh J., Canbulat I. Estimation of in-situ maximum horizontal principal stress magnitudes from borehole breakout data using machine learning. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2020, vol. 126, pp. 1–15.
26. Konoshonkin D.V., Rukavishnikov V.S. Geometrical approximation of borehole collapses to perform calibration of geomechanical model. *Mining Informational Analytical Bulletin Publishing house Mining book*, 2021, vol. 2021, no. 12, pp. 58–72. In Rus.

Received: 9 February 2023.

Reviewed: 15 March 2023.

Information about the authors

Dmitry V. Konoshonkin, senior lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valeriy S. Rukavishnikov, PhD, associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Andrey S. Shadrin, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Anton E. Antonov, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Karina A. Kupriyanova, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.