

УДК 622.276.66

UDC 622.276.66

05.00.00 Технические науки

Technical sciences

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ
ГИДРОРАЗРЫВА В ПОРОДЕ ПЛАСТА ДЛЯ
НЕФТЕНОСНОГО ПЕСЧАНИКА НА ЮГО-
ЗАПАДЕ ИРАНА****MODELING OF HYDRAULIC FRACTURING
PRESSURE IN RESERVOIR ROCK FOR AN OIL
SAND RESERVOIR IN SOUTH WEST OF IRAN**

Масооми Реза
аспирант, e-mail: r.masoomi451@yahoo.com
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный
технологический университет», г. Краснодар,
Россия

Masoomi Reza
postgraduate student
e-mail: r.masoomi451@yahoo.com
FGBOI VPO Kuban State Technological University,
Krasnodar, Russia

Геометрия трещины зависит от напряжений и свойств породы в процессе ГРП. Коэффициент Пуассона вводится прямо в процессе расчета пластового напряжения. Наиболее важной причиной ограничения высоты трещины является природная разница в напряжениях, как результат разницы в коэффициенте Пуассона. Без этой разницы трещина будет иметь неконтролируемую длину.

Цель данной статьи – математические рассуждения о влиянии ν -та Пуассона на пластовое напряжение, которые считаются необходимыми для выбора давления разрушения при операции ГРП. В данной работе для математического моделирования прогноза напряжения в различных пластах использовалась программа МАТЛАБ. Эта программа позволяет выгружать результаты расчета для различных значений ν -та Пуассона в цифровой и графической форме. Наконец, с помощью разработанной модели возможно рассчитать напряжения в пласте породы реального паста

Fracture geometry depends on stresses and rock properties in hydraulic fracturing operation. Poisson's ratio imports directly in the calculations related to formation stresses. The most important reason for limiting fracture height is the natural stresses contrast resulting from the differences with Poisson ratios. Without this difference, fracture would have largely uncontrolled height. The goal of this study is mathematical investigation of the effect of Poisson's ratio on the formation stresses that is necessary to select value of breakdown pressure in hydraulic fracturing operation. In this article, a mathematical model has been coded using "MATLAB" software for prediction of stresses in the various layers. This designed program is able to present both digital and graphical output results for different values of Poisson's ratio. At the end, stresses exerted on the different layers of the several real oil reservoirs have simulated and breakdown pressures have determined

Ключевые слова: КОЭФФИЦИЕНТ ПУАССОНА,
МАТЛАБ, ГРП, ПЛАСТОВОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Keywords: COEFFICIENT POISSON, MATLAB,
HYDRAULIC FRACTURING, IN-SITU STRESS

Введение

В настоящее время гидравлический разрыв пласта используются в качестве основного метода стимулирования нефтяных и газовых скважин. ГРП уменьшается скин-эффектом и увеличивает эффективный радиус скважины. Коллекторы с низкой до умеренной проницаемости являются хорошими кандидатами для гидравлического разрыва пласта [1]. Выполнение гидравлического разрыва включает закачивание жидкости при достаточно высоком давлении, чтобы вызвать трещины в породе. При давлении

инициирования трещины, часто известном как "пробой давления", открывается порода. При закачивании дополнительной жидкости, открытие расширяется и разрыв распространяется. В большинстве коллекторов пригодных для гидроразрыва пласта, минимальное горизонтальное напряжение является наименьшим и приводит к вертикальным трещинам гидравлического разрыва [2,3].

Кумар и Варугез в 2004 году использовали технику гидроразрыва пласта для расчета напряжений в массиве горных пород. Они описали различные виды использования измерений напряжений, детали тестовой системы гидравлического разрыва, процедуру адаптированного испытания и концепцию гидроразрыва при напряжении в горной массе. Они также проверили этот метод на четырех мега гидроэнергетических проектах в Индии и соседних странах Бутана и Непала, расположенных в Гималаях [4].

Мейфенг и Хунав в 2011 году использовали две методики для измерения реальных напряжений в китайских породах. Они разработали ряд методов для работы на большой глубине и увеличения измерения надежности и точности. Они представили применение и достижение измерения реальных напряжений в китайской горной инженерии, в том числе горнодобывающей промышленности, геотехнике и гидроэнергетике, а также в прогнозировании землетрясений. Они также предложили дальнейшее развитие измерения напряжений [5,6].

Пласты на глубине подвергаются полю напряжения, которое можно разложить на его составные векторы. Наиболее легко распознаваемое напряжение – это вертикальное напряжение, которое соответствует весу покрывающего слоя. Для пласта на глубине H , вертикальное напряжение (σ_v) состоит в следующем:

$$\sigma_v = g \times \int_0^H \rho_{form} dH, \quad (1)$$

где ρ_{form} – плотность породы пласта; g – гравитационное ускорение. Это напряжение может быть рассчитано из интеграции плотностного каротажа. Если рассматривается средняя плотность образования в фунт/фут³, а глубина в фут, уравнение (1) становится:

$$\sigma_v = g \times \frac{\rho_{form} H}{144}, \quad (2)$$

Это напряжение является абсолютным, а в случае пористой среды, так как вес покрывающего слоя будет распределяться на зерна и жидкость в пористом пространстве, эффективное напряжение ($\sigma_{v,eff}$) определяется:

$$\sigma_{v,eff} = \sigma_v - \alpha \Delta P_{hyds}, \quad (3)$$

где α – пороупругим константа, [7] что для большинства углеводородных коллекторов равно примерно 0,7. Эффективное горизонтальное напряжение как функция вертикального напряжения и коэффициент Пуассона, выглядят следующим образом:

$$\sigma_{h,eff} = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_{v,eff}, \quad (4)$$

где $\sigma_{h,eff}$ – эффективное горизонтальное напряжение; ν – коэффициент Пуассона. Эта переменная является свойством горных пород. Абсолютное горизонтальное напряжение (σ_{ha}) тогда будет равно эффективному напряжению плюс « $\alpha \Delta P_{hyds}$ » таким же образом, как в уравнении (3). Напряжение, данное в уравнении (4), не одинаково во всех направлениях в горизонтальной плоскости, из-за тектонических компонентов, это

напряжение минимальное горизонтальное напряжение, в то время как максимальное горизонтальное напряжение является следующим:

$$\sigma_{h,max} = \sigma_{h,min} + \sigma_{tech}, \quad (5)$$

где σ_{tech} – тектоническое напряжение. Величина давления гидроразрыва зависит от значений и соответствующих разностей главных напряжений: растягивающего напряжения, и пластового давления. К. Терзаги в 1923 году представил выражение для верхнего предела давления гидроразрыва. Для вертикальной скважины это давление (P_{bd}) является:

$$P_{bd} = 3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} + T_s - P_{res}, \quad (6)$$

где $\sigma_{h,min}$ и $\sigma_{h,max}$ – минимальное и максимальное горизонтальные напряжения; T_s – напряжение при растяжении горной породы; P_{res} – пластовое давление. Минимальное давление гидроразрыва вычисляется следующим образом:

$$P_{bd,min} = \frac{3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} + T_s - (2 \times \eta \times P_{res})}{2(1-\eta)}, \quad (7)$$

где

$$\eta = \frac{\alpha(1-2\nu)}{2(1-\nu)}, \quad (8)$$

Это новое давление гидроразрыва может быть меньше, но, как правило, оно будет выше, чем давление гидроразрыва для вертикальной скважины [8,9,10].

Предлагаемый подход для прогнозирования напряжений и давления гидроразрыва в породе пласта

В этом разделе математическая модель кодируется с использованием «MATLAB» для предсказания напряжений в различных пластах. В этом подходе упругая постоянная рассчитывается с использованием модели М.А. Биот. Предложенный подход использует метод К. Терзаги для определения давления пробоя [11,12,13]. Это предлагаемый подход способен представить цифровые и графические результаты для различных значений коэффициента Пуассона. В этом исследовании напряжение и давление пробоя были смоделированы для нефтеносного неконсолидированного песчаника на юго-западе Ирана.

Моделирование напряжений и давления гидроразрыва для нефтеносного песчаника

Скважина «N139W-N1» находится на западе месторождения «Azadegan». Это одна из наклонно-направленных скважин из 52 скважин месторождения для проекта развития фазы № 1 в этом месторождении. Продуктивные пласты от № 3 до №5 «Sarvak» являются объектами исследования в этой нефтяной скважине. Характеристика продуктивных зон в приведена в Таблице 1.

На рис. 1 приведены результаты разработанной модели напряжений в исследуемых продуктивных пластах, вскрытых скважиной «N139W-N1». Модель была реализована для пяти различных коэффициентов Пуассона в пределах приемлемых диапазонов для оценки влияния коэффициента

Пуассона на величину напряжений в продуктивных зонах скважины. Значения коэффициента Пуассона соответственно равны 0,22; 0,25; 0,27; 0,29 и 0,33. Результаты этого моделирования представлены на рис. 2. Было смоделировано влияние различных значений коэффициента Пуассона на величину минимального горизонтального напряжения. Результаты этого моделирования представлены на рис. 3.

В Таблице 2 показаны минимальные значения горизонтальных напряжений для 5 разных глубин в скважины «N139W-N1» для различных значений коэффициента Пуассона. На рис. 4 показана зависимость влияния различных значений коэффициента Пуассона на давление ГРП в продуктивных пластах нефтяной скважины «N139W-N1».

Данные полученных исследований выявили, что одной из главных причин ограничения высоты трещины при ГРП является контраст напряжений в зависимости от значений коэффициента Пуассона.

Известно, что абсолютное вертикальное напряжение (σ_v) не зависит от величины пластового давления, но эффективное вертикальное напряжение ($\sigma_{v,eff}$) - является функцией горного давления.

Таким образом, величина (σ_v) увеличивается в крутопадающих пластах. В то время как кривая эффективного вертикального напряжения ($\sigma_{v,eff}$) имеет плавный наклон, из-за влияния величины горного давления. В случае горизонтального напряжения, обе величины эффективного горизонтального напряжения ($\sigma_{h,eff}$) и абсолютного горизонтального напряжения ($\sigma_{h,min}$), сильно зависят от разницы значений гидростатического давления на различных глубинах ($\Delta P_{h,ds}$). Значение величины эффективного горизонтального напряжения ($\sigma_{h,eff}$) имеет прямую связь с эффективной вертикальной напряжений ($\sigma_{v,eff}$) и имеет меньший крутой наклон, в зависимости от глубины, чем минимального горизонтального напряжения ($\sigma_{h,min}$).

Таблица 1. Геологические свойства нефтяных скважин «N139W-H1» в месторождения «Азадеган»

Продуктивный интервал	Интервал, м	Толщина, м	Пористость	Классификация
Интервал 3	3201,03-3474,88	20,69	11,7 %	Объект ГРП
Интервал 4	3474,88-3715,26	17,63	12,3 %	Объект ГРП
Интервал 5	3715,26-3753,18	37,92	12,9 %	Объект ГРП

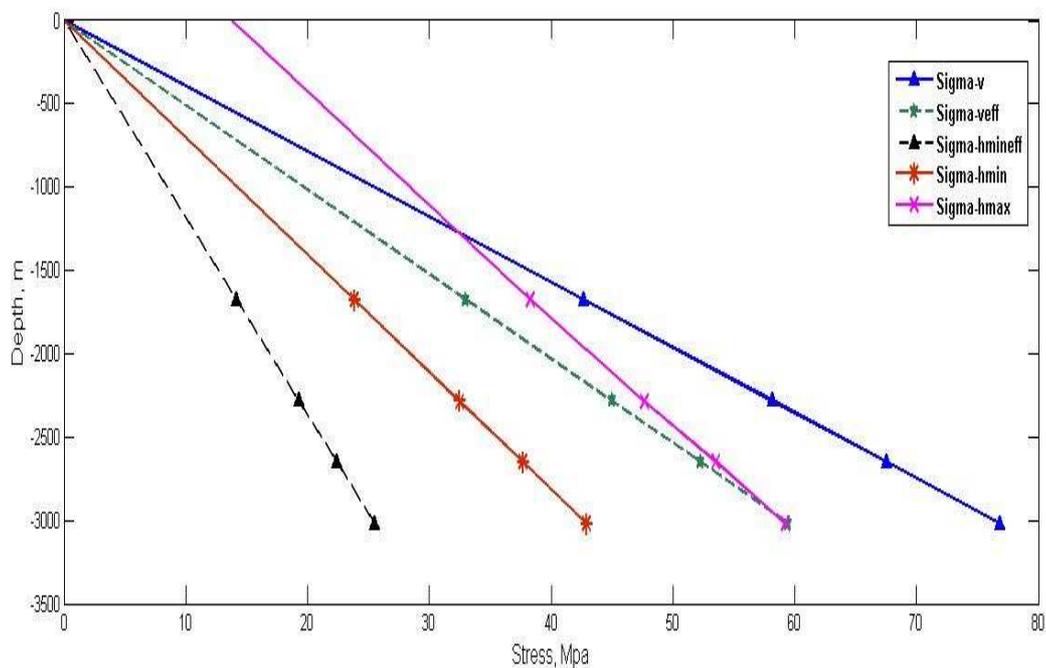


Рисунок 1. Зависимости величины напряжений в исследуемом коллекторе от глубины интервалов залегания пластов

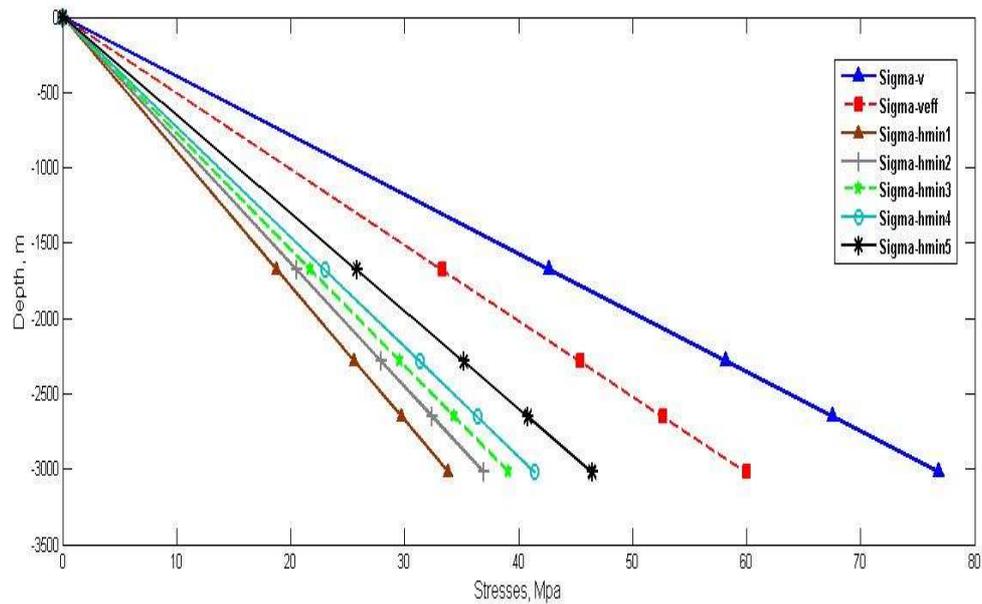


Рисунок 2. Влияние различных значений коэффициента Пуассона от напряжений в нефтяной скважины «N139W-H1»

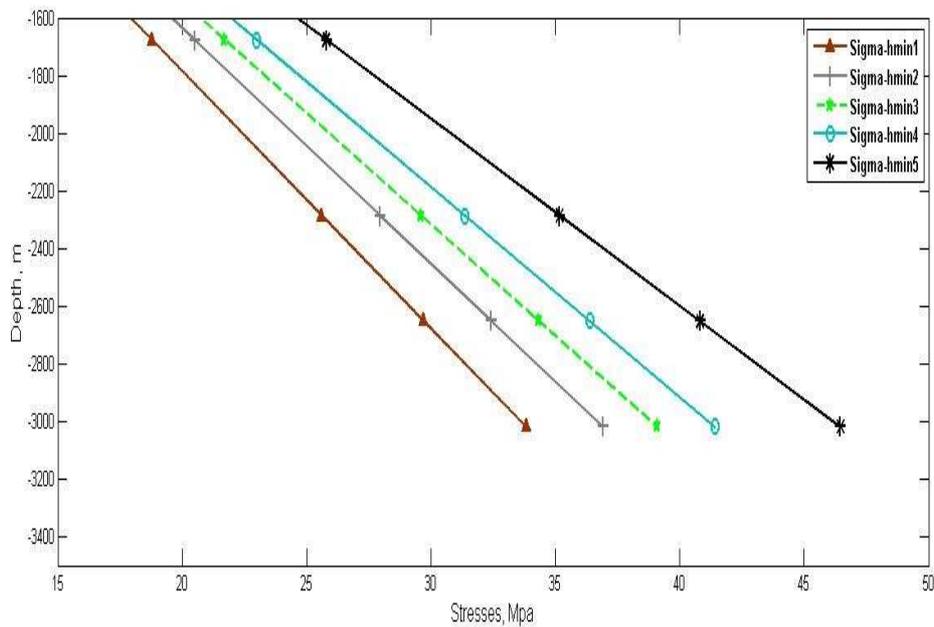


Рисунок 3. Влияние различных значений коэффициента Пуассона на величину минимального горизонтального напряжения в исследуемом коллекторе

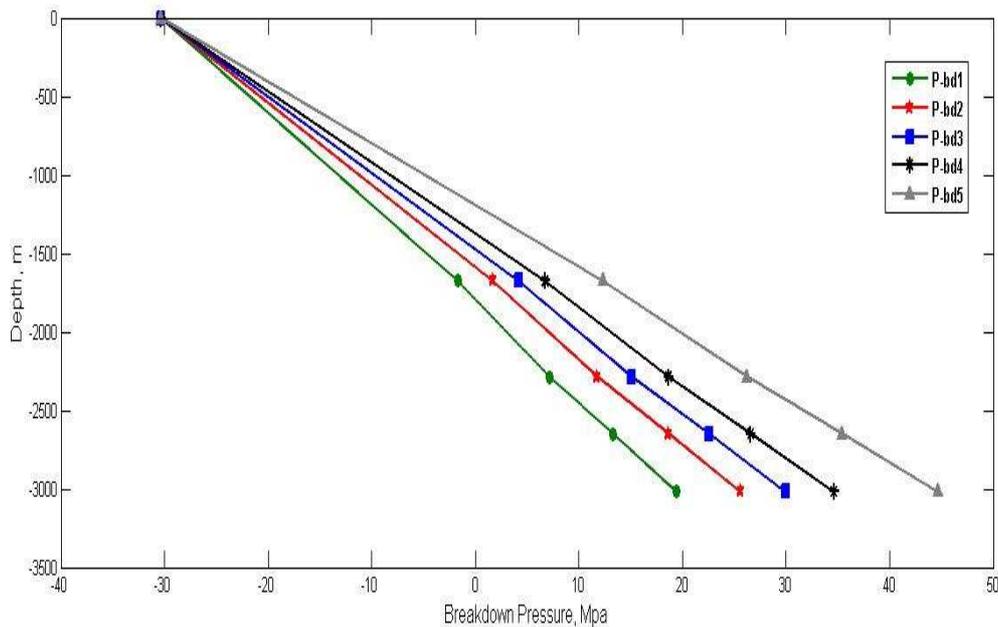


Рисунок 4. Влияние различных значений коэффициента Пуассона на давления гидроразрыва в нефтяной скважины «N139W-N1»

Таблица 2. Влияние различных значений коэффициента Пуассона на минимального горизонтального напряжения в нефтяной скважины «N139W-N1»

Глубина, м	$\sigma_{h,min1}$, МПа	$\sigma_{h,min2}$, МПа	$\sigma_{h,min3}$, МПа	$\sigma_{h,min4}$, МПа	$\sigma_{h,min5}$, МПа
0	0	0	0	0	0
1677	19	20,7	21,9	23,1	25,9
2286	26,1	28,2	29,8	31,6	35,4
2652	30	32,7	34,6	36,6	41
3020	34,2	37,2	40,1	41,7	46,7

Литература

1. Zoback M. D., Rummel F., Jung R., Raleigh C. B. Laboratory hydraulic fracturing experiments in intact and pre-fractured rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1977, vol. 14(2), pp.49-58.
2. Hubbert M. K., Willis D.G. Mechanics of Hydraulic Fracturing // Trans. AIME, 1957, Vol. 210, pp. 153-168.
3. Zoback M. D., Haimson B. C. Status of the Hydraulic Fracturing Method for In-situ Stress Measurements // Workshop on Hydraulic Fracturing Stress Measurements hosted by the University of Wisconsin, December 1981, Monterey, California, USA.
4. Cinco-Ley H., Samaniego V., Dominguez N. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture // SPE Journal, 1987, Vol. 18 (4), pp. 253-264.
5. Meifeng C., Hua P. Advance of In-Situ Stress Measurement in China // Journal of Mechanic and Geotechnical Engineering, 2011, Vol. 3(4), pp. 373-384.
6. Raean A. M, Brudy M., SPE, Statoil ASA. Pump in/Flowback Tests Reduce the Estimate of Horizontal In- situ Stress Significantly // SPE Annual technical Conference and Exhibition, 30 September to 3 October 2001, New Orleans, Louisiana, SPE 71367. OnePetro.org.
7. Biot M. A. General Solution of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material // Journal Appl. Mech., 1956, Vol. 23, pp. 91-96.
8. Economides M. J., McLennan J. D., Brown E., Roegiers J.C. Performance and stimulation of horizontal wells // World Oil, 1989, Vol. 208(6), pp. 41-45.
9. Salz L. B. Relationship Between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure // SPE paper 6870, SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 9 – 12 October 1977, Denver, Colorado, USA.
10. Gringarten A. C., Ramey A. J. Unsteady state pressure distributions created by a well with a single-infinite conductivity vertical fracture // Society of Petroleum Engineers journal, August 1974, pp. 347-360.
11. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Pressures // SPE paper 8297, Journal of Petroleum Technology, September 1981, pp.1767–1775.
12. Postler D. P. Pressure Integrity Test Interpretation // SPE/IADC conference, 4 to 6 March 1997, Amsterdam, The Netherlands, SPE /IADC 37589. OnePetro.org.
13. Terzaghi K. Die Berechnung der Durchlässigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der Hydrodynamischen Spannungserschemungen // Sber. Akad. Wiss., Wien, 1923, pp.132:105.

References

1. Zoback M. D., Rummel F., Jung R., Raleigh C. B. Laboratory hydraulic fracturing experiments in intact and pre-fractured rock // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 1977, vol. 14(2), pp.49-58.

2. Hubbert M. K., Willis D.G. Mechanics of Hydraulic Fracturing // Trans. AIME, 1957, Vol. 210, pp. 153-168.
3. Zoback M. D., Haimson B. C. Status of the Hydraulic Fracturing Method for In-situ Stress Measurements // Workshop on Hydraulic Fracturing Stress Measurements hosted by the University of Wisconsin, December 1981, Monterey, California, USA.
4. Cinco-Ley H., Samaniego V., Dominguez N. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture // SPE Journal, 1987, Vol. 18 (4), pp. 253-264.
5. Meifeng C., Hua P. Advance of In-Situ Stress Measurement in China // Journal of Mechanic and Geotechnical Engineering, 2011, Vol. 3(4), pp. 373-384.
6. Raean A. M, Brudy M., SPE, Statoil ASA. Pump in/Flowback Tests Reduce the Estimate of Horizontal In- situ Stress Significantly // SPE Annual technical Conference and Exhibition, 30 September to 3 October 2001, New Orleans, Louisiana, SPE 71367. OnePetro.org.
7. Biot M. A. General Solution of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material // Journal Appl. Mech., 1956, Vol. 23, pp. 91-96.
8. Economides M. J., McLennan J. D., Brown E., Roegiers J.C. Performance and stimulation of horizontal wells // World Oil, 1989, Vol. 208(6), pp. 41-45.
9. Salz L. B. Relationship Between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure // SPE paper 6870, SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 9 – 12 October 1977, Denver, Colorado, USA.
10. Gringarten A. C., Ramey A. J. Unsteady state pressure distributions created by a well with a single-infinite conductivity vertical fracture // Society of Petroleum Engineers journal, August 1974, pp. 347-360.
11. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Pressures // SPE paper 8297, Journal of Petroleum Technology, September 1981, pp.1767–1775.
12. Postler D. P. Pressure Integrity Test Interpretation // SPE/IADC conference, 4 to 6 March 1997, Amsterdam, The Netherlands, SPE /IADC 37589. OnePetro.org.
13. Terzaghi K. Die Berechnung der Durchlässigkeitsziffer des Tones aus dem Verlauf der Hydrodynamischen Spannungsschemungen // Sber. Akad. Wiss., Wien, 1923, pp.132:105.