

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.107-119>

УДК 622.24.026.3

**О зависимости минимального горизонтального напряжения
от степени снижения пластовой энергии в продуктивных
отложениях терригенного девона Миннибаевской площади
Ромашкинского месторождения**

Гирфанов И.И.

Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

**On dependence of minimum horizontal stress on extent of
pressure decline in Devonian terrigenous reservoirs of
Romashkinskoye field Minnibaevskaya area**

I.I. Girfanov

TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

Email: gii@tatnipi.ru

Аннотация. Внедрение в практическое применение инструментов геомеханики в ПАО «Татнефть» требует выработки методик расчёта напряженного состояния горных пород с учётом собственных региональных особенностей. По мере выработки запасов Ромашкинского месторождения происходит снижение пластового давления и связанного с этим изменение действующих напряжений. Минимальное горизонтальное напряжение можно определить по данным процесса гидроразрыва пласта или расчётным путем с предварительным определением величин вертикального горного напряжения, пластового давления и коэффициента Пуассона горных пород продуктивного горизонта. В статье рассмотрен анализ давления при проведении гидроразрыва пласта для определения текущего минимального горизонтального напряжения. Приведены данные расчёта вертикального напряжения, начального пластового давления для получения начальных минимальных напряжений в интервалах проведения гидроразрыва пласта рассмотренных скважин. Рассчитаны разницы между начальными и текущими условиями напряженного состояния в целевых интервалах проведения ГРП кыновского и пашийского горизонтов. Определена зависимость изменения минимального горизонталь-

ного напряжения при изменении пластового давления в продуктивных отложениях терригенного девона на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: минимальное горизонтальное напряжение, коэффициент напряжения матрицы породы, анализ ГРП, G-функция, изменение горизонтальных напряжений, истощение пласта, траектория напряжений, коэффициент Био

Для цитирования: Гирфанов И.И. О зависимости минимального горизонтального напряжения от степени снижения пластовой энергии в продуктивных отложениях терригенного девона Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения//Нефтяная провинция.-2020.-№4(24).-С.107-119. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.107-119>

Abstract. For practical application of geomechanical tools in PJSC TATNEFT, methods to calculate the stress state of rocks taking into account regional features are required. Commercial development of terrigenous deposits of the Romashkinskoye field has resulted in reservoir pressure depletion and the associated change in effective stresses. The minimum horizontal stress can be determined through hydrofrac data or calculated using values of vertical rock stress, formation pressure, and Poisson's ratio of producing rocks. The paper discusses analysis of pressure behavior during hydraulic fracturing to determine the current minimum horizontal stress. Procedure of calculating of vertical stress and the original reservoir pressure to obtain the values of initial minimum stresses in the fracked intervals of wells under study is presented. Difference between the initial and the current stress states in the target intervals of hydraulic fracturing in the Kynovskian and the Pashiyan horizons was determined. By the example of the Minnibaevskaya area of the Romashkinskoye field, change in the minimum horizontal stress vs. decline of reservoir pressure in the Devonian terrigenous productive formations was determined.

Key words: *minimum horizontal stress, matrix stress ratio, fracture analysis, G-function, horizontal stress variation, formation depletion, stress path, Biot coefficient.*

For citation: I.I. Girfanov O zavisimosti minimal'nogo gorizontalnogo naprjazhenija ot stepeni snizhenija plastovoj jenergii v produktivnyh ot-lozhenijah terrigenного devona Minnibaevskoj ploshhadi Romashkinskogo mestorozhdenija [On dependence of minimum horizontal stress on extent of pressure decline in Devonian terrigenous reservoirs of Romashkinskoye field Minnibaevskaya area]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(24), 2020. pp.107-119. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2020.4.107-119> (in Russian)

Отбор пластового флюида из продуктивных отложений кыновского и пашийского горизонтов Миннибаевской площади изменяет действующие в них эффективные напряжения. Снижение пластового давления при добыче нефти приводит к уменьшению действующих горизонтальных

напряжений, что может служить причиной уплотнения участков пород-коллекторов и ухудшением коллекторских характеристик истощающихся пластов. Резкие колебания пластовых давлений в истории разработки Ромашкинского месторождения, вызванные темпами отбора или закачки жидкости, активируют существующие разломы, что является причиной отмечаемой техногенной сейсмичности [1, 2]. Строительство скважин в истощенных коллекторах требует особого внимания к плотности бурового раствора, так как уменьшение горизонтальных напряжений снижает порог градиентов поглощения и гидроразрыва. В связи с этим возникает необходимость оценки изменения напряженного состояния объектов разработки.

Проведение гидроразрыва пласта (ГРП) в продуктивных отложениях кыновского и пашийского горизонтов Миннибаевской площади позволяет применять данные записи давлений при ГРП для определения значения, текущего минимального горизонтального напряжения S_h .

При известных значениях действующего вертикального горного напряжения, пластового давления и коэффициента Пуассона горных пород целевого интервала проведения ГРП возможно рассчитать величину S_h по формуле, предложенной Б.А. Итоном [3]:

$$S_h = R_m \cdot (S_v - P_p) + P_p \quad (1)$$

$$R_m = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \quad , \quad (2)$$

где S_v – вертикальное горное напряжение, МПа;

P_p – пластовое давление, МПа;

ν – коэффициент Пуассона;

R_m – коэффициент бокового распора [4] или коэффициент напряжения матрицы породы [5].

Также широкое применение для оценки действующего в области скважины S_h получил анализ давления процесса ГРП, заключающийся в интерпретации производной давления после остановки закачки. Наиболее распространённым является метод анализа G-функции, одна из целей ко-

торого заключается в идентификации напряжения смыкания трещины ГРП или S_h [6]:

$$G_{(t_D)} = \frac{4}{\pi} \cdot [g_{(t_D)} - g_0] \quad (3)$$

$$g_{(t_D)} = \frac{4}{3} [(1 + t_D)^{1,5} - t_D^{1,5}] \quad (4)$$

$$t_D = \frac{(t - t_P)}{t_P} \quad (5)$$

$$g_0 = \left\{ \begin{array}{l} 4/3 \\ \pi/2 \end{array} \right\}, \quad (6)$$

где $G_{(t_D)}$ – G-функция;

$g_{(t_D)}$ – безразмерная функция объема утечек для времени t_D ;

g_0 – верхняя и нижняя границы $g_{(t_D)}$ (4/3 при низких утечках и $\pi/2$ при высоких утечках);

t_D – безразмерное время;

t – время после остановки закачки, с;

t_P – время остановки закачки, с.

По диагностическому графику G-функции определяется давление смыкания трещины ГРП, приравниваемое к S_h и принимаемое по отклонению кривой производной давления от экстраполированной кривой.

На основе записей давления 21 процесса ГРП, проведенных в скважинах Миннибаевской площади, было определено текущее минимальное горизонтальное напряжение $S_{h\text{ТЕК}}$ с применением анализа диагностических графиков G-функции. Анализ проводился в программе Fracpro, применяемой для проектирования процессов ГРП. На рис. 1 приведены примеры графиков G-функции для рассмотренных процессов.

Значения текущих пластовых давлений $P_{\text{ТЕК}}$ на время проведения ГРП взяты из корпоративной информационной системы КИС АРМИТС ПАО «Татнефть».

Вертикальное горное давление S_V рассчитывалось на основе данных плотностного каротажа в скважинах Миннибаевской площади.

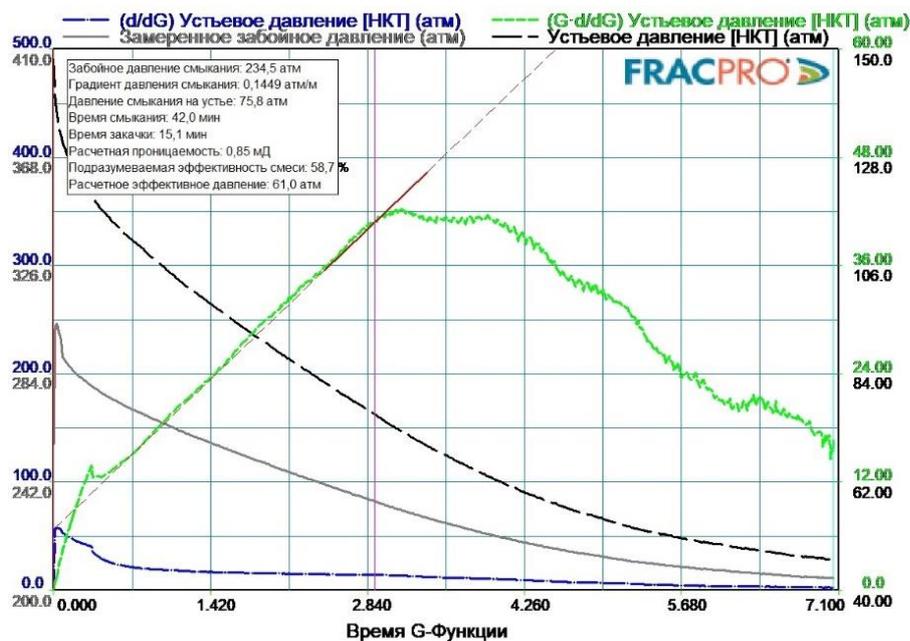


Рис. 1. Примеры графика G-функции по скв. №244

Неизвестным остаётся только коэффициент напряжения матрицы породы R_m , который можно найти из формулы (1):

$$R_m = \frac{S_{\text{HTEK}} - P_{\text{PTEK}}}{S_V - P_{\text{PTEK}}}, \quad (7)$$

где S_{HTEK} – текущее минимальное горизонтальное напряжение, МПа;
 P_{PTEK} – текущее пластовое давление, МПа.

Коэффициент R_m зависит от коэффициента Пуассона горной породы, представляющей интервал проведения ГРП, и является постоянной величиной в отличие от эффективных вертикального и горизонтального напряжений, зависящих от пластового давления. Полученный коэффициент R_m использовался для восстановления значения начальных горизонтальных напряжений, действовавших до начала отбора пластового флюида и снижения пластового давления.

Начальное пластовое давление $P_{\text{PНАЧ}}$ рассчитано как гидростатическое для кыновского и пашийского горизонтов с учётом вертикальной глубины и минерализации пластовых вод по разрезу Миннибаевской площади.

На основе полученных значений были рассчитаны начальные $S_{\text{HНАЧ}}$:

$$S_{hНАЧ} = R_m \cdot (S_V - P_{РНАЧ}) + P_{РНАЧ}, \quad (8)$$

где $S_{hНАЧ}$ – начальное минимальное горизонтальное напряжение, МПа;

$P_{РНАЧ}$ – начальное пластовое давление, МПа.

J.C. Lorenz и L.W. Teufel [7] представили формулу Итона (1) в виде:

$$S_h = R_m S_V + \alpha P_p (1 - R_m) . \quad (9)$$

При истощении пласта разница между начальным $S_{hНАЧ}$ и текущим $S_{hТЕК}$ минимальными горизонтальными напряжениями ΔS_h примет вид:

$$S_{hНАЧ} - S_{hТЕК} = R_m S_V + \alpha P_{РНАЧ} (1 - R_m) - R_m S_V - \alpha P_{РТЕК} (1 - R_m) \quad (10)$$

$$\Delta S_h = \Delta P_p \alpha (1 - R_m), \quad (11)$$

где α – коэффициент Био;

ΔS_h – разница начального и текущего минимальных горизонтальных напряжений, МПа;

ΔP_p – разница начального и текущего пластовых давлений, МПа.

При коэффициенте Био $\alpha=1$, а коэффициенте Пуассона $\nu=0,25$ получим:

$$\Delta S_h = 0,667 \Delta P_p . \quad (12)$$

М. Зобаком предложено оценивать изменение горизонтальных напряжений от изменения пластового давления с помощью построения траектории напряжения, обозначаемой А [8]:

$$A = \frac{\Delta S_h}{\Delta P_p} = \alpha \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)}, \quad (13)$$

$$\text{где } \frac{(1-2\nu)}{(1-\nu)} = \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu}\right) = (1-R_m)$$

при допущении, что $\alpha=1$, а $\nu=0,25$ получим:

$$A = \frac{\Delta S_h}{\Delta P_p} = 0,667 \quad (14)$$

Согласно исследованиям М. Зобака [8] для большинства месторождений диапазон значений А находится в пределах 0,5-0,7.

Параметр А является комплексной величиной и зависит как от коэф-

фициента Пуассона, так и от коэффициента Био. Определение коэффициента Пуассона и коэффициента Био проводится в ходе лабораторных исследований на образцах керна.

Коэффициент Био является ключевым компонентом, связанным с эффективным напряжением, так как он определяет взаимодействие между сжимающим давлением и давлением, оказываемым поровой жидкостью в пласте. М. А. Biot и D. G. Willis в работе [9] по изучению деформации пористого упругого твердого тела, содержащего сжимаемую жидкость предложили следующее уравнение для определения Коэффициент Био:

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_S} \quad (15)$$

где K - объемный модуль упругости пористой среды, Па;

K_S - объемный модуль упругости твердой фазы и жидкости, Па.

J. He и K. Ling [10] предложили метод определения коэффициента Био по отношению изменения напряжения к изменению порового давления:

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta\sigma}{\Delta P_p} \quad (16)$$

где $\Delta\sigma$ – изменение напряжения, МПа;

ΔP_p – изменение порового давления, МПа.

L.P. Qiao и др. [11] предположили, что проницаемость подчиняется закону эффективных напряжений и предлагаемое уравнение для определения коэффициента Био имеет вид:

$$\alpha = 1 - \frac{\Delta K_p}{\Delta K_c} \quad (17)$$

где ΔK_p – изменение проницаемости при изменении порового давления и постоянном давлении обжима, мкм^2 ;

ΔK_c – изменение проницаемости при изменении давления обжима и постоянном поровом давлении, мкм^2 .

I. Gray [12] приводит значения коэффициента Био определённые E. Detournay и Cheng для песчаников [13], значение которого были в диа-

пазоне 0,65-0,85. Данные приводимые J.A. Franquet и Н.Н. Abass [14] показали связь коэффициента Био и давления обжима, при этом коэффициент Био находился в диапазоне значений от 0,98-0,77. При отсутствии данных при расчётах принимается значение коэффициента Био 0,9-1.

Лабораторные замеры коэффициента Био более трудоёмки по подготовке образцов, подборе методик испытаний и ходе экспериментов поэтому проводятся гораздо реже исследований по определению коэффициента Пуассона.

При наличии данных о лабораторных исследованиях коэффициента Пуассона, истории замеров пластового давления и значений минимального горизонтального напряжения по результатам анализа процессов ГРП возможно оценить на основе формулы (13) значения коэффициента Био:

$$\alpha = \frac{A}{(1-R_m)} \quad (18)$$

В настоящей работе рассмотрены полученные по результатам анализа давлений ГРП значения $S_{\text{ТЕК}}$, текущие пластовые давления $P_{\text{ТЕК}}$, рассчитанные по данным плотностного каротажа значения горного давления S_V , значения начального пластового давления $P_{\text{НАЧ}}$ и разница между начальными и текущими минимальными горизонтальными напряжениями и пластовым давлением, результаты представлены в табл. 1. График зависимости изменения минимальных горизонтальных напряжений ΔS_h от изменения пластового давления ΔP_p представлен на рис. 2.

При истощении кыновского и пашийского горизонтов Миннибаевской площади снижение минимального горизонтального напряжения относительного начального состояния представляет зависимость:

$$\Delta S_h = 0,642 \Delta P_p . \quad (19)$$

Траектория изменения напряжений A для кыновского и пашийского горизонтов согласно формуле (14) примет вид:

$$A_{\text{кын/паш}} = \frac{\Delta S_h}{\Delta P_{\text{пл}}} = 0,642 . \quad (20)$$

Таблица 1

Результаты расчётов начального и текущего минимального горизонтального напряжения и его изменения относительно пластового давления

Скважина, номер	Вертикальная глубина TVD, м	Текущее минимальное горизонтальное напряжение $S_{\text{тек}}$, МПа	Горное давление S_v , МПа	Текущее пластовое давление $P_{\text{тек}}$, МПа	Начальное пластовое давление $P_{\text{нач}}$, МПа	Разница начального и текущего пластовых давлений ΔP_p , МПа	Начальное минимальное горизонтальное напряжение $S_{\text{нач}}$, МПа	Разница начального и текущего минимальных горизонтальных напряжений ΔS_h , МПа	Отношение изменения минимального горизонтального напряжения к изменению пластового давления $\Delta S_h/\Delta P_p$
32018	1598	22,4	40,27	12,3	17,6	5,3	25,8	3,4	0,64
20133	1615	26,9	40,70	17,7	17,8	0,1	27,0	0,1	0,60
244	1620	23,5	40,82	14,8	17,9	3,1	25,5	2,0	0,67
32660	1637	22,5	41,25	12,1	18,0	5,9	26,3	3,8	0,64
20259	1670	22,6	42,08	11	18,4	7,4	27,2	4,6	0,63
10772	1707	24,7	43,02	14,3	18,8	4,5	27,6	2,9	0,64
261	1710	27,3	43,09	18,5	18,8	0,3	27,5	0,2	0,64
20197	1720	25,3	43,34	13,1	19,0	5,9	28,8	3,5	0,60
3169	1725	23,8	43,47	15,4	19,0	3,6	26,3	2,5	0,70
9509	1730,5	25,9	43,61	12	19,1	7,1	29,9	4,0	0,56
179	1732	27	43,65	15	19,1	4,1	29,4	2,4	0,58
15755	1734	27	43,70	18,4	19,1	0,7	27,5	0,5	0,66
20623	1736	22,6	43,75	13,6	19,1	5,5	26,5	3,9	0,70
20671	1738	23	43,80	12,7	19,2	6,5	27,3	4,3	0,67
169д	1740	26,1	43,85	15,3	19,2	3,9	28,5	2,4	0,62
32668	1742	25	43,90	16,1	19,2	3,1	27,1	2,1	0,68
14978	1750	21,6	44,10	13	19,3	6,3	26,1	4,5	0,72
83н	1753	27,7	44,18	16	19,3	3,3	29,6	1,9	0,58
9638	1770	24	44,60	10,7	19,5	8,8	29,4	5,4	0,61
221	1783	21,4	44,93	10,3	19,6	9,3	27,8	6,4	0,68
20333	1785	23,7	44,98	13,4	19,7	6,3	27,9	4,2	0,67

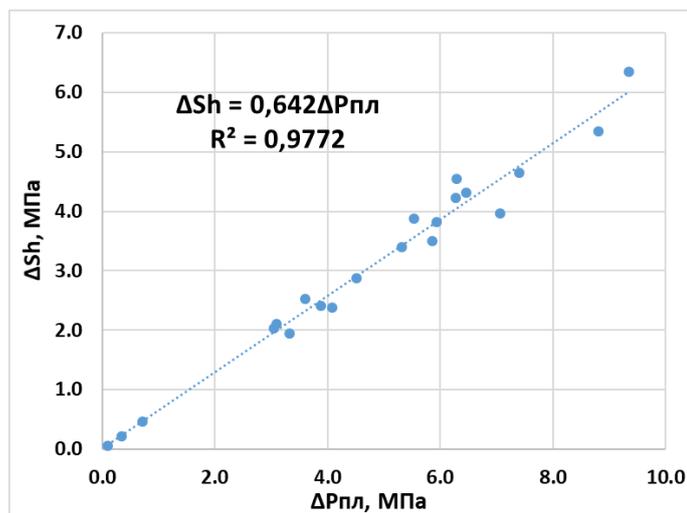


Рис. 2. Зависимость изменения минимального горизонтального напряжения от снижения пластового давления для кыновского и пашийского горизонтов Миннибаевской площади

По результатам лабораторных тестов на 12 образцах горных пород из керна пашийского и кыновского горизонтов Ромашкинского месторождения определённые значения коэффициента Пуассона находятся в диапазоне значений 0,227-0,26, основная часть полученных значений в диапазоне 0,23-0,254, среднее значение составляет 0,24 (Рис. 3).

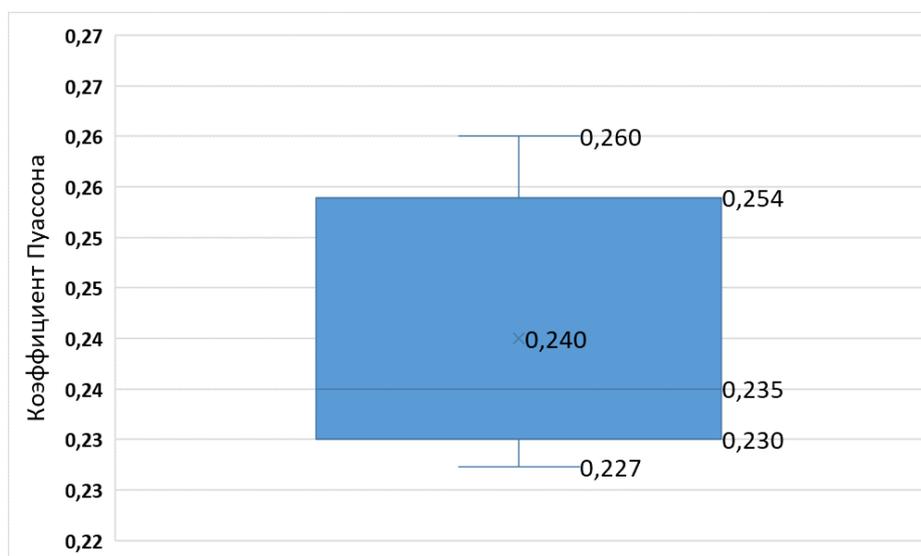


Рис. 3. Значения коэффициента Пуассона по данным лабораторных исследований

Для этих значений коэффициента Пуассона ν и полученному значению $A=0,642$ были рассчитаны по формуле (18) соответствующие значения коэффициента Био α :

при $v_{\min}=0,227$, $R_m=0,294$ $\alpha=0,91$;

при $v_{\text{ср}}=0,24$, $R_m=0,316$ $\alpha=0,94$;

при $v_{\max}=0,26$, $R_m=0,351$ $\alpha=0,99$.

Необходимо отметить, что получаемую оценку коэффициента Био по промысловым данным необходимо уточнять проведением соответствующих лабораторных исследований.

Выводы

1. Определена зависимость изменения минимального горизонтального напряжения при изменении пластового давления в продуктивных отложениях терригенного девона Миннибаевской площади.
2. Представлен подход к определению коэффициента Био с применением промысловых данных. Среднее значение коэффициента Био оказалось равным 0,95.
3. Оценка действующих напряжений необходима для повышения эффективности разработки месторождений путём построения качественных геомеханических моделей для целей ГРП и бурения.

Список литературы

1. Сейсмичность месторождений углеводородов / В.В. Адушкин, В.Н. Родионов, С.Б. Турунтаев, А.Е. Юдин // Нефтегазовое обозрение. – 2000. – Т. 5, № 1. – С. 4-15.
2. Бурый А., Клокова Л. Сейсмоопасный бизнес // Компания. – 1998. – № 13. – С. 13-16.
3. Eaton В.А. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – Vol. 21, № 10. – P. 1353-1360.
4. Динник А. Н. О давлении горных пород и расчет крепи круглой шахты // Инженерный работник. – 1925. – № 7. – С. 1-12.
5. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / пер. с англ. М.Д. Углова; под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского. – 2-е доп. изд. – М. : Премиум Инжиниринг, 2009. – 838 с.
6. Barree R.D., Barree V.L., Craig D. Holistic fracture diagnostics: consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods // SPE Production & Operations. – 2007. – Vol. 24, Issue 3. – P. 396-406.
7. Regional Fractures I: A Mechanism for the Formation of Regional Fractures at Depth in Flat-Lying Reservoirs / J.C. Lorenz [et al.] // AAPG Bulletin. – 1991. – Vol. 75, № 11 (November). – P. 1714-1737.

8. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей / пер. с англ. В.Л. Фрика ; под ред. специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ». – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2018. – 479 с.
9. Biot M. A., Willis D. G. The elastic coefficients of the theory of consolidation: *Journal of Applied Mechanics* (1957), 24, 594–601.
10. He J., Ling K. A New Method to Determine Biot Coefficients of Bakken Samples. In the 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium in Minneapolis, MN, USA, 1-4 June 2014.
11. Qiao L.P., Wong R.C.K., Aguilera R., and A. Kantzas. 2012. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 53: 03.
12. Gray I. (2017) Effective stress in rock, in J Wesseloo (ed.), *Proceedings of the Eighth International Conference on Deep and High Stress Mining*, Australian Centre for Geomechanics, Perth, pp. 199-207.
13. Detournay E., Cheng. *Fundamentals of poroelasticity*, in C Fairhurst (ed.), *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects*, Volume 2: Analysis and Design Methods, Pergamon Press, - 1993, pp. 113–171.
14. Franquet J.A., Abass H.H. *Rock Mechanics for Industry*, in B Amadei, RL Kranz, GA Scott & PH Smeallie (eds), Balkema, Rotterdam, - 1999, pp. 349–355.

References

1. Adushkin V.V., Rodionov V.N., Turuntaev S.B., Yudin A.E. *Sejsmichnost mestorozhdenij uglevodorodov* [Seismicity of hydrocarbon fields]. *Neftegazovoe obozrenie*, 2000, Vol. 5, No. 1. pp. 4-15 (in Russian)
2. Buryj A., Klokoval L. *Sejsmoopasnyj biznes* [Quake-endangered business]. *Kompaniya*, 1998, No. 13. pp. 13-16 (in Russian)
3. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*, 1969, Vol. 21, No. 10. pp. 1353-1360
4. Dinnik A.N. *O davlenii gornyh porod i raschet krepki krugloj shahty* [On overburden pressure and calculation of circular shaft lining] *Inzhenernyi rabotnik*, 1925, No. 7. pp. 1-12 (in Russian)
5. Tiab D., Donaldson E. *Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskih svoystv gornyh porod i dvizheniya plastovyh flyuidov* [Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties]. Translated from English by Uglov M.D., edited by Petersilie V.I., Bylevskiy G.A. 2nd Edition. Moscow: Premium Inzhiniring Publ., 2009. 838 p.
6. Barree R.D., Barree V.L., Craig D. Holistic fracture diagnostics: consistent interpretation of prefrac injection tests using multiple analysis methods. *SPE Production & Operations*, 2007, Vol. 24, Issue 3. pp. 396-406
7. Lorenz J.C. [et al.] Regional Fractures I: A Mechanism for the Formation of Regional Fractures at Depth in Flat-Lying Reservoirs. *AAPG Bulletin*, 1991, Vol. 75, No. 11 (November). pp. 1714-1737
8. Zoback Mark D. *Geomekhanika neftyanyh zalezhej* [Reservoir Geomechanics] Translated from English by Frik V.L., edited by specialists of ООО Gazpromneft NTC (Moscow) Izhevsk: Institut kompyuternyh issledovaniy Publ., 2018. 479 p.
9. Biot M. A., Willis D.G. The elastic coefficients of the theory of consolidation. *Journal of Applied Mechanics*, 1957, No. 24. pp. 594–601
10. He J., Ling K. A New Method to Determine Biot Coefficients of Bakken Samples. 48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium in Minneapolis, USA, 1-4 June 2014.

11. Qiao L.P., Wong R.C.K., Aguilera R., and A. Kantzas. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, May 2012, Vol. 53, Iss. 03
12. Gray I. Effective stress in rock, in J Wesseloo (ed.). *Proceedings of the 8th International Conference on Deep and High Stress Mining*, Australian Centre for Geomechanics, Perth. 2017. pp. 199-207
13. Detournay E., Cheng A.H.-D. Fundamentals of poroelasticity. Edited by Fairhurst C. Chapter 5 in *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects*, Vol. 2: Analysis and Design Methods. Pergamon Press Publ., 1993, pp. 113–171
14. Franquet J.A., Abass H.H. Rock Mechanics for Industry, in B Amadei, RL Kranz, GA Scott & PH Smeallie (eds), Balkema, Rotterdam, 1999, pp. 349–355.

Сведения об авторах

Гирфанов Ильдар Ильясович, младший научный сотрудник отдела исследований скважин, коллекторов и углеводородов, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: gii@tatnipi.ru

Authors

I.I. Girfanov, Junior Research Engineer, Core Analysis, PVT and Well Testing Department, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
32, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: gii@tatnipi.ru

*Статья поступила в редакцию 09.11.2020
Принята к публикации 17.12.2020
Опубликована 30.12.2020*