

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.79-90>

EDN DXSJBV

УДК 622.276.031.011.43:550.832

Переинтерпретация профиля минимального горизонтального напряжения с учетом изменения пороупругой компоненты механических напряжений пласта

¹Фаттахов И.Г., ²Кочетков А.В., ³Степанова Р.Р., ³Ихсанова Ф.А.

¹ПАО Татнефть им. В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

²ПАО «Татнефть» СП «Татнефть-Добыча», Альметьевск, Россия

³Филиал ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Октябрьском, Октябрьский, Россия

Reinterpretation of the minimum horizontal stress profile, considering changes in the pore-stress component of reservoir mechanical stresses

¹I.G. Fattakhov, ²A.V. Kochetkov, ³R.R. Stepanova, ³F.A. Ikhsanova

¹PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

²JV Tatneft-Dobycha – PJSC TATNEFT, Almeteyevsk, Russia

³Ufa State Petroleum Technical University (Oktyabrsky Branch), Oktyabrsky, Russia

E-mail: irik-fattakhov@yandex.ru

Аннотация. Цель работы – уточнить первичное построение кривой минимального горизонтального напряжения с учетом текущего порового давления. Поровое давление встречается в основных формулах расчета, но в опубликованных источниках отсутствует метод преобразования скалярных величин порового давления в кривую для построения геомеханической модели в составе входных данных симулятора ГРП.

Научная новизна работы заключается в построении кривой порового давления на основе скалярных величин для применения в качестве входных данных симулятора ГРП. Впервые применен объединенный метод, включающий уточнение компонент уравнения минимального горизонтального напряжения как при помощи постоянной Био и коэффициента влияния тектоники, так и при помощи преобразования данных порового давления в кривую. В результате была получена методика расчета, позволяющая на основе стандартного набора данных получить уточненные входные данные симулятора ГРП.

Ключевые слова: ГРП, геомеханика, минимальное горизонтальное напряжение, планирование ГРП, риски ГРП, поровое давление, прогнозирование высоты трещины ГРП, постоянная Био, уравнение Итона, калибровка модели ГРП

Для цитирования: Фаттахов И.Г., Кочетков А.В., Степанова Р.Р., Ихсанова Ф.А. Переинтерпретация профиля минимального горизонтального напряжения с учетом изменения пороупругой компоненты механических напряжений пласта //Нефтяная провинция.-2022.-№3(31).-С.79-90. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.79-90>. EDN DXSJBV

Abstract. The purpose of the work is to refine the initial construction of the minimum horizontal stress curve, considering the current pore pressure. Pore pressure is found in basic calculation equations, but published sources lack of a method for converting scalar values of pore pressure into a curve to build a geomechanical model as part of the input data of the hydraulic fracturing simulator.

The scientific novelty of the work lies in the construction of a pore pressure curve based on scalar quantities for use as input data for the hydraulic fracturing simulator. For the first time, a combined method was applied, including refinement of the components of the minimum horizontal stress equation using both the Bio constant and the tectonic influence coefficient, and the conversion of pore pressure data into a curve. As a result, we obtained a calculation method that allows us to obtain refined fracture simulator input data based on a standard data set.

Key words: *fracturing, geomechanics, minimum horizontal stress, fracture planning, fracture risks, pore pressure, fracture height prediction, Bio constant, Eaton's equation, fracture model calibration*

For citation: I.G. Fattakhov, A.V. Kochetkov, R.R. Stepanova, F.A. Ikhsanova Pereinterpretacija profila minimal'nogo gorizontalnogo naprjazhenija s uchetom izmenenija porouprugoj komponenty mehanicheskikh naprjazhenij plasta [Reinterpretation of the minimum horizontal stress profile, considering changes in the pore-stress component of reservoir mechanical stresses]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 79-90. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.79-90>. EDN DXSJBV (in Russian)

Переинтерпретация профиля минимального горизонтального напряжения с учетом изменения пороупругой компоненты механических напряжений пласта

Перед проведением ГРП, для определения оптимальных технологических параметров, производится моделирование в симуляторах гидравлического разрыва пласта [7]. Набор входных данных такого симулятора включает, в том числе, 1D-геомеханическую модель пласта с детализацией планируемого интервала обработки и предполагаемых

границ распространения трещины [6]. В зависимости от типа симулятора, каналы данных геомеханической модели могут отличаться, но всегда включают минимальное горизонтальное напряжение [1]. Соответственно, до проведения моделирования необходимо заранее построить соответствующую кривую [9]. В практике моделирования гидравлического разрыва пласта применяется несколько различных методов первичного построения и калибровки кривой минимального горизонтального напряжения [23].

В теории ГРП, описанной М. Экономидесом, расчет минимального горизонтального напряжения представлен как уравнение Итона [2], которое учитывает, в том числе, поровое давление в пласте [22].

$$\sigma_{h.min} = \frac{PR}{1-PR} (\sigma_v - p_{res}) + p_{res} \quad (1)$$

где $\sigma_{h.min}$ – минимальное горизонтальное напряжение, σ_v – вертикальное напряжение, p_{res} – поровое давление, PR – коэффициент Пуассона.

Представленное уравнение может быть уточнено совокупностью нескольких методов [24]. Так, при помощи коэффициента β , называемого постоянной Био, может быть учтено влияние движения пластового флюида на напряжения в пористом пласте, наполненным жидкостью [3].

На горизонтальные напряжения в околоскважинном пространстве пласта опосредованно влияют неровности дневной поверхности в окружении скважины, или, в случае значительного удлинения горизонтальных и наклонно-направленных скважин, в окружении вертикальной оси, проложенной через пересечение ствола скважины и рассматриваемого пласта. Данное влияние трудно поддается расчету [11], но может быть учтено при помощи коэффициента ε_{tect} , откалибровать который можно по данным анализа спада давления тестовой закачки [10].

В уравнении минимального горизонтального напряжения

коэффициент ε_{tect} введен как множитель модуля Юнга, т.к. на разной глубине перепад высоты и передающееся вертикальное напряжение влияет в различной степени, пропорционально упругим свойствам пласта.

$$\sigma_{h.min} = \frac{PR}{1-PR} \sigma_v + \beta \frac{1-2PR}{1-PR} p_{res} + \varepsilon_{tect} YМ \quad (2)$$

где $\sigma_{h.min}$ – минимальное горизонтальное напряжение, σ_v – вертикальное напряжение, p_{res} – поровое давление, PR – коэффициент Пуассона, β – постоянная Био, ε_{tect} – коэффициент влияния тектоники, $YМ$ – Модуль Юнга.

В качестве входных данных моделирования ГРП применяется 1D-геомеханическая модель, одной из главных составляющих которой является кривая минимального горизонтального напряжения $\sigma_{h.min}$. Соответственно, для построения кривой пласт разделяется на участки, для каждого из которых $\sigma_{h.min}$ определяется по формуле 2 и все входящие в него параметры должны быть представлены в виде цифровых кривых с отметками глубины, совпадающими с 1D моделью в целом [15]. Набор специализированного каротажа, включающего кросс-дипольный акустический и плотностной каротаж, позволяет получить кривые параметров вертикального напряжения, коэффициента Пуассона и модуля Юнга [16]. Постоянная Био принимается заданной для участка по результатам исследований, а коэффициент влияния тектоники может быть откалиброван по данным МиниГРП на участке скважин [4]. Неопределенность вызывает компонента уравнения, содержащая множитель p_{res} – поровое давление [18].

В производственной практике, для находящегося в эксплуатации пласта может быть определено текущее пластовое давление [17], но для построения кривой $\sigma_{h.min}$ множитель p_{res} также должен быть задан в виде

кривой [19]. Возникает необходимость преобразовать значение пластового давления в кривую p_{res} [20]. Для случая единичного пласта, ограниченного барьерами с нулевой пористостью, предлагается следующий принцип:

1. Определить границы пласта по вертикали, в которых нулевая пористость препятствует дальнейшей миграции жидкости в процессе эксплуатации скважины и обозначить их соответственно h_1^f и h_2^f ;
2. Верх и низ интервала перфорации пласта обозначить как h_1^p и h_2^p ;
3. Для участка пласта выше h_1^f принять допущение о линейном градиенте от 0 до начального пластового давления, а для участка ниже h_2^f сохранить полученный тренд увеличения – это допустимо, т.к. не создаст значимой погрешности в интервале моделирования ГРП [21];
4. На участке от h_1^p до h_2^p поровое давление принять равным текущему пластовому давлению;
5. Участок от h_1^f до h_1^p заполнить градиентом от начального до текущего пластового давления;
6. Участок от h_2^p до h_2^f заполнить градиентом от текущего до начального пластового давления.

Таким образом, для преобразования значений пластового давления в кривую предлагается следующая система уравнений:

$$p_{res}^h = \begin{cases} \frac{h}{h_1^f} P_{нач}, \text{ при } h < h_1^f \\ P_{нач} - \frac{h-h_1^f}{h_1^p-h_1^f} (P_{нач} - P_{тек}), \text{ при } (h > h_1^f; h < h_1^p) \\ P_{тек}, \text{ при } (h > h_1^p; h < h_2^p) \\ P_{тек} + \frac{h-h_2^p}{h_2^f-h_2^p} (P_{нач} - P_{тек}), \text{ при } (h > h_2^p; h < h_2^f) \\ \frac{h}{h_2^f} P_{нач}, \text{ при } h > h_2^f \end{cases} \quad (3)$$

где p_{res}^h - поровое давление на глубине h , $P_{нач}$ – начальное пластовое давление, $P_{тек}$ – текущее пластовое давление.

Схематично, принцип построения кривой показан на рис. 1.

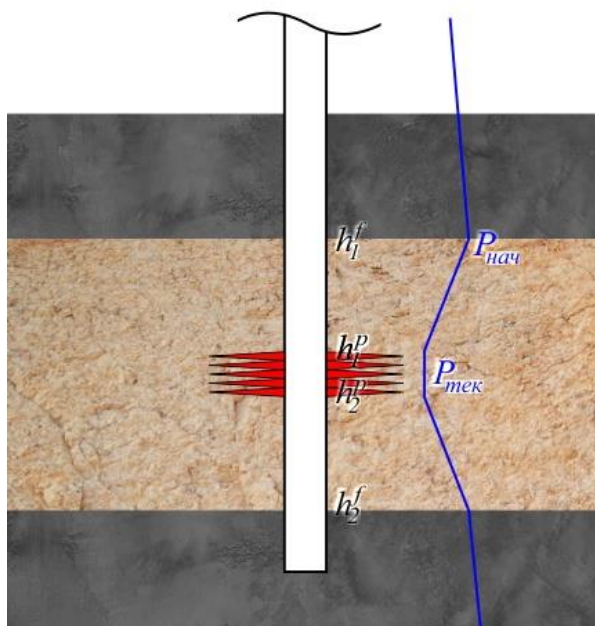


Рис. 1. Схематичное построение кривой порового давления

Если в системе более 1 перфорированного, находившегося в эксплуатации пласта, для каждого из которых известно начальное и текущее пластовое давление, система уравнений 3 может быть дополнена соответствующими уравнениями 2, 3, и 4.

Построенный с учетом текущего пластового давления профиль напряжений позволяет приблизиться к условиям закачки до проведения МиниГРП [13] и уточнить модель разрыв на этапе планирования [8]. Также, на базе уточненной модели корректируется оценка рисков при планировании ГРП [12]. Основные корректировки оценки рисков [5] производятся по критериям, как показано в табл. 1. Рассмотрены такие риски как развитие высоты трещины в не целевые зоны, в том числе водонасыщенные и технологическое осложнение при формировании трещины сложной формы, в том числе с извилистостью в ПЗП [14].

Таблица 1

Оценка рисков при планировании ГРП

Объект риска	Корректировка при снижении пластового давления	Мероприятия по работе с риском
Развитие высоты трещины в не целевые зоны, в том числе водонасыщенные	Снижение пластового давления приводит к снижению риска роста высоты трещины вследствие повышения контраста $\sigma_{h.min}$ в целевом интервале и сдерживающих перемычках	Сниженный риск позволяет увеличить объем обработки по сравнению с моделированием без учета динамики поровой компоненты напряжений. Степень увеличения зависит от параметров пласта и определяется на основе моделирования
Технологическое осложнение при формировании трещины сложной формы, в том числе с извилистостью в ПЗП	При сниженном пластовом давлении возрастает риск технологического осложнения, которое может быть вызвано потерями давления на трения в ПЗП, возникновением эффекта закупоривания пропанта и, как следствие аварийной остановки закачки из-за роста давления	Технологические риски могут быть снижены при помощи увеличения буферной стадии основного ГРП, вязкости жидкости разрыва, расхода закачки. Применение данных мероприятий возможно также ввиду снижения риска развития высоты трещины в не целевые зоны

Выводы и рекомендации

1. При помощи предложенного метода возможно построение кривой минимального горизонтального напряжения в составе 1D-геомеханической модели, с учетом начального и текущего пластового давления;
2. Метод применим для различных наборов входных данных – если данные пластового давления представлены в виде единичных значений, то кривая строится по предложенному методу, но в случае наличия кривой пластового давления, построенной, например, в гидродинамической модели, она может быть напрямую использована в формуле 2 без внесения изменений в предложенный метод;

3. При применении данного метода рекомендуется пересматривать оценку рисков при проектировании ГРП в соответствии с принципами, изложенными в табл. 1;
4. При калибровке модели по данным МиниГРП рекомендуется корректировать коэффициент влияния тектоники ε_{tect} , т.к. его величина не поддается прямому вычислению;
5. Предложенный метод построения кривой минимального горизонтального напряжения рекомендуется к применению в первую очередь на малоизученных с точки зрения ГРП объектах разработки

Список литературы

1. Alfred R. Jennings, Jr. Р.Е. Применение гидравлического разрыва пласта [Текст]/Alfred R. Jennings//Jr. Р.Е.; пер. с англ. Д. Малахова. -2003. -168 с.
2. Экономидес, М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. [Текст]/ М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько //Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. - 236 с.
3. Наседкина А.А., Наседкин А.В., Жерардо Иоване. Моделирование нестационарного воздействия на многослойный пороупругий пласт с нелинейными геомеханическими свойствами [Текст]/А.А. Наседкина//Journal of Mining Science. 2009. Т. 45. № 4. С. 324-333.
4. Шорохов А.Н. Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами малой мощности [Текст]/ А.Н. Шорохов, А.М. Азаматов// Георесурсы. 2012. № 1 (43). С. 51-53.
5. Борхович С.Ю., Комплексный подход к проектированию гидроразрыва глинистых пластов нефтяных месторождений [Текст]/ С.Ю. Борхович, А.Я. Волков, А.В. Колода, К.А. Волков// Нефтепромысловое дело. 2012. № 3. С. 42-46.
6. Фаттахов И.Г., Юсифов Т.Ю., Байбулатова З.Х., Юсифова М.Ю., Акимов А.В., Калинина С.В. Применение современной технологии гидравлического разрыва пласта в залежах с подошвенной водой/ Научное обозрение. 2016. № 17. С. 204-208.
7. Кондратьев С.А., Жигалов В.А., Малышева В.Л. Прогнозирование упругомеханических свойств пласта по данным стандартного комплекса ГИС с целью оценки рисков развития трещины ГРП по вертикали пласта [Текст]/ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. №5. С. 55-59.
8. Фаттахов И.Г., Гарифуллина З.А., Гизатуллин И.Р. Повышение эффективности гидроразрыва пласта при подаче в поток жидкого деструктора/ Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции: Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. 2020. С. 151-155.
9. Щербаков А.В., Бабушкин Э.В., Кузнецов В.Г. Опыт проектирования скважин сложной пространственной конфигурации [Текст]/ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. №2(326). С. 5-9.
10. Фаттахов И.Г., Кулешова Л.С., Морозов М.А., Зарипов Л.Ф. Метод повышения продуктивности пласта за счёт воздействия в динамическом режиме/ Сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции: Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. 2020. С. 155-162.

11. Кондратьев С.А., Шарафеев Р.Р., Новокрещенных Д.В., Ракитин Е.Л., Головнин А.В. Использование результатов промыслово-геофизических исследований скважин для расчета напряжений при моделировании гидроразрыва пласта Нефтепромысловое дело. 2021. № 7(631). С. 26-34.
12. Фаттахов И.Г., Кочетков А.В., Степанова Р.Р., Галиуллина И.Ф. Оценка рисков проведения гидроразрыва пласта в скважинах для ряда значений зенитного угла ствола скважины на основе статистического анализа/ Нефтепромысловое дело. 2022. № 2 (638). С. 31-36.
13. Fattakhov I.G., Kochetkov A.V., Andaryanov I.G., Kuleshova L.S., Galiullina I.F., Safiullina A.R., Gizatullin I.R. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture/ IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Ser. "International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials, ETSaP 2020. 2020. С. 012044.
14. Nurgaliev R.Z., Kozikhin R.A., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Gabbasov A.Kh. Prospects for the use of new technologies in assessing the impact of geological and technological risks/ IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Т. 378. № 1. С. 012117.
15. Mingxian Wang , Guoqiang Xing * , Zifei Fan, Wenqi Zhao, Lun Zhao and Heng Song A Novel Model Incorporating Geomechanics for a Horizontal Well in a Naturally Fractured Reservoir/ Energies 2018, 11, 2584; doi:10.3390/en11102584.
16. Liwu Jiang, Tongjing Liu, Daoyong Yang A Semianalytical Model for Predicting Transient Pressure Behavior of a Hydraulically Fractured Horizontal Well in a Naturally Fractured Reservoir With Non-Darcy Flow and Stress-Sensitive Permeability Effects/ SPE J. 24 (03): 1322–1341. Paper Number: SPE-194501-PA. <https://doi.org/10.2118/194501-PA>.
17. Yang Chen, Dameng Liu, Yidong Cai, Jingjie Yao Fracturing curve and its corresponding gas productivity of coalbed methane wells in the Zhengzhuang block, southern Qinshui Basin, North China/ Energy Exploration & Exploitation 2020, Vol. 38(5) page(s): 1387-1408.
18. Denglin Han, Hua Wang, Chenchen Wang, Wenfang Yuan, Juan Zhang, W. Lin, Rongrong Hu Differential characterization of stress sensitivity and its main control mechanism in deep pore-fracture clastic reservoirs/ Scientific Reports, 2021, 11:7374. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-86444-3>.
19. Flemings, P. Reservoir Pore Pressure/ Cambridge: Cambridge University Press. In A Concise Guide to Geopressure: Origin, Prediction, and Applications. 2021. pp. 9-33. doi:10.1017/9781107326309.002.
20. Kun Liu, Lanmin Wang, Wentong Tian, Zhenming Wang, Na Li, Yu Sun, Junjie Sun Controlling Effects of Residual Deformation on Pore Pressure: A Loess Soil Case/ Hindawi. Shock and Vibration. Volume 2019. Article ID 7142819. <https://doi.org/10.1155/2019/7142819>.
21. Souvik Sen; Shib Sankar Ganguli Estimation of Pore Pressure and Fracture Gradient in Volve Field, Norwegian North Sea/ SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India. 2019. Paper Number: SPE-194578-MS. <https://doi.org/10.2118/194578-MS>.
22. Abdulmalek Ahmed, S. Elkatatny, Abdulwahab Ali, M. Mahmoud, A. Abdurraheem New Model for Pore Pressure Prediction While Drilling Using Artificial Neural Networks/ Arabian Journal for Science and Engineering. 2019. Volume 44. Pages 6079–6088.
23. P. Winterfeld, Yu-Shu Wu Development of a Hydraulic Fracturing Simulator for Single-Well Fracturing Design in Unconventional Reservoirs/ Hydraulic Fracture Modeling. 2018. 8. Pages 219-263. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812998-2.00008-4>.
24. D. Vernigora, O. Olennikova, Sergey Parkhonyuk, Andrey O. Fedorov, L. Belyakova, I. Velikanov, A. Konchenko Unveil the Unknown: Combining the Laboratory Study of Fracturing Fluids at High Pressure with a State-of-the-Art Hydraulic Fracturing Simulator/ SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. 2018. Paper Number: SPE-189518-MS. <https://doi.org/10.2118/189518-MS>.

References

1. Alfred R. Jennings, Jr. P.E. Hydraulic fracturing applications. 2003. 168 P. (translated from English)
2. Economides et al. Unified fracture design. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science. 2007. 236 P. (translated from English)
3. Nasedkina A.A., Nasedkin A.V., Iovane G. Modeling and finite element analysis of the nonstationary action on a multi-layer poroelastic seam with nonlinear geomechanical properties. Journal of Mining Science. 2009. Vol. 45. No. 4, pp. 324-333. (in Russian)
4. Shorokhov A.N, Azamatov A.M. *Snizhenie tekhnologicheskikh riskov gidravlicheskogo razryva plasta, ogranichennogo glinistymi bar'erami maloi moshchnosti* [Reduction of technological risks during hydraulic fracturing of reservoirs restricted by shale barriers]. Georesursy [Georesources]. 2012, No. 1 (43), pp. 51-53. (in Russian)
5. Borkhovich S.Yu., Volkov A. Ya., Koloda A.V., Volkov K.A. Complex approach to designing of hydro-fracturing of oilfields clay formations. Neftepromyslovoe Delo [Petroleum Engineering]. 2012, No. 3, pp. 42-46. (in Russian)
6. Fattakhov I.G., Yusifov T.Yu., Baibulatova Z.Kh., Yusifova M.Yu., Akimov A.V., Kalinina S.V. *Primenenie sovremennoi tekhnologii gidravlicheskogo razryva plasta v zalezhhah s podoshvennoi vodoi* [Application of modern hydraulic fracturing technologies in reservoirs with bottom waters]. Nauchnoe Obozrenie [Science Review]. 2016, No. 17, pp. 204-208. (in Russian)
7. Kondratiev S.A., Zhigalov V.A., Malysheva V.L. Prediction of a formation's elastic-mechanical properties by the data of the standard GIS complex to estimate the risks of fractures development that appeared after conducting a formation hydraulic fracturing along the vertical of the formation. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftnyanykh i Gazovykh Mestorozhdeniy [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields]. 2018, No.5, pp. 55-59. (in Russian)
8. Fattakhov I.G., Garifullina Z.A., Gizatullin I.R. Improving the efficiency of hydraulic fracturing when feeding a liquid destructor into the stream. Collection of abstracts of All-Russian Science and Technology Conference: Development Issues of Oil and Gas Fields with Hard-to-Recover Reserves. 2020, pp. 151-155. (in Russian)
9. Shcherbakov A.V, Babushkin E.V., Kuznetsov V.G. Experience of designing wells of difficult spatial configuration. Stroitelstvo neftnyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more [Construction of Onshore and Offshore Oil and Gas Wells]. 2020, No.2(326), pp. 5-9. (in Russian)
10. Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Morozov M.A., Zaripov L.F. Method to increase reservoir efficiency as a result of impact in dynamic mode. Collection of abstracts of All-Russian Science and Technology Conference: Development Issues of Oil and Gas Fields with Hard-to-Recover Reserves. 2020, pp. 155-162. (in Russian)
11. Kondratiev S.A., Sharafiev R.R., Novokreshchennykh D.V., Rakitin E.L., Golovnin A. V. Use of the results of field-geophysical research of wells to calculate stress in simulation of hydraulic fracturing. Neftepromyslovoe Delo [Petroleum Engineering]. 2021, No. 7(631). pp. 26-34. (in Russian)
12. Fattakhov I.G., Kochetkov A.V., Stepanova R.R., Galiullina I.F. Estimation of hydraulic fracturing risks, performed in wells for a set of the zenith angle values of a wellbore based on the statistical analysis Neftepromyslovoe Delo [Petroleum Engineering]. 2022. № 2 (638). С. 31-36. (in Russian)
13. Fattakhov I.G., Kochetkov A.V., Andaryanov I.G., Kuleshova L.S., Galiullina I.F., Safiullina A.R., Gizatullin I.R. The use of a liquid destructor with flow into the stream during the injection of the fracturing mixture/ IOP Conference Series: Materials Sci-

- ence and Engineering. Сер. "International Conference on Extraction, Transport, Storage and Processing of Hydrocarbons and Materials, ETSaP 2020. 2020. С. 012044. (in Russian)
14. Nurgaliev R.Z., Kozikhin R.A., Fattakhov I.G., Kuleshova L.S., Gabbasov A.Kh. Prospects for the use of new technologies in assessing the impact of geological and technological risks/ IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. T. 378. № 1. С. 012117.
 15. Mingxian Wang , Guoqiang Xing * , Zifei Fan, Wenqi Zhao, Lun Zhao and Heng Song A Novel Model Incorporating Geomechanics for a Horizontal Well in a Naturally Fractured Reservoir/ Energies 2018, 11, 2584; doi:10.3390/en11102584.
 16. Liwu Jiang, Tongjing Liu, Daoyong Yang A Semianalytical Model for Predicting Transient Pressure Behavior of a Hydraulically Fractured Horizontal Well in a Naturally Fractured Reservoir With Non-Darcy Flow and Stress-Sensitive Permeability Effects/ SPE J. 24 (03): 1322–1341. Paper Number: SPE-194501-PA. <https://doi.org/10.2118/194501-PA>.
 17. Yang Chen, Dameng Liu, Yidong Cai, Jingjie Yao Fracturing curve and its corresponding gas productivity of coalbed methane wells in the Zhengzhuang block, southern Qinshui Basin, North China/ Energy Exploration & Exploitation 2020, Vol. 38(5) page(s): 1387-1408.
 18. Denglin Han, Hua Wang, Chenchen Wang, Wenfang Yuan, Juan Zhang, W. Lin, Rongrong Hu Differential characterization of stress sensitivity and its main control mechanism in deep pore-fracture clastic reservoirs/ Scientific Reports, 2021, 11:7374. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-86444-3>.
 19. Flemings, P. Reservoir Pore Pressure/ Cambridge: Cambridge University Press. In A Concise Guide to Geopressure: Origin, Prediction, and Applications. 2021. pp. 9-33. doi:10.1017/9781107326309.002.
 20. Kun Liu, Lanmin Wang, Wentong Tian, Zhenming Wang, Na Li, Yu Sun, Junjie Sun Controlling Effects of Residual Deformation on Pore Pressure: A Loess Soil Case/ Hindawi. Shock and Vibration. Volume 2019. Article ID 7142819. <https://doi.org/10.1155/2019/7142819>.
 21. Souvik Sen; Shib Sankar Ganguli Estimation of Pore Pressure and Fracture Gradient in Volve Field, Norwegian North Sea/ SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India. 2019. Paper Number: SPE-194578-MS. <https://doi.org/10.2118/194578-MS>.
 22. Abdulmalek Ahmed, S. Elkatatny, Abdulwahab Ali, M. Mahmoud, A. Abdulraheem New Model for Pore Pressure Prediction While Drilling Using Artificial Neural Networks/ Arabian Journal for Science and Engineering. 2019. Volume 44. Pages 6079–6088.
 23. P. Winterfeld, Yu-Shu Wu Development of a Hydraulic Fracturing Simulator for Single-Well Fracturing Design in Unconventional Reservoirs/ Hydraulic Fracture Modeling. 2018. 8. Pages 219-263. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812998-2.00008-4>.
 24. D. Vernigora, O. Olennikova, Sergey Parkhonyuk, Andrey O. Fedorov, L. Belyakova, I. Velikanov, A. Konchenko Unveil the Unknown: Combining the Laboratory Study of Fracturing Fluids at High Pressure with a State-of-the-Art Hydraulic Fracturing Simulator/ SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. 2018. Paper Number: SPE-189518-MS. <https://doi.org/10.2118/189518-MS>.

Сведения об авторах

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, доцент, начальник отдела организации работ по ПНП управления по ремонту скважин и ПНП, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75
E-mail: irik-fattakhov@yandex.ru

Кочетков Александр Викторович, магистр по направлению подготовки Нефтегазовое дело, главный специалист отдела ГРП управления ГТМ Департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
Россия, 423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Тельмана, 88
E-mail: KochetkovAV@frac.su

Степанова Разифа Раисовна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры гуманитарных и социально-экономических наук института нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, филиал в г. Октябрьском
Россия, 452607, Республика Башкортостан, ул. Девонская 54 а
E-mail: razifa0210@yandex.ru

Ихсанова Фания Ахуновна, кандидат педагогических наук, доцент, доцент кафедры информационных технологий, математики и естественных наук института нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, филиал в г. Октябрьском
Россия, 452607, Республика Башкортостан, ул. Девонская 54 а
E-mail: ichs195@mail.ru

Authors

I.G. Fattakhov, Dr.Sc., Assistant Professor, Head of IOR Operations, Workover and IOR Department, PJSC TATNEFT
75, Lenin st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: irik-fattakhov@yandex.ru

A.V. Kochetkov, Master in Petroleum Engineering, Chief Specialist, Hydraulic Fracturing Division. Field Development Department, JV Tatneft-Dobycha PJSC TATNEFT
88, Telman st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: KochetkovAV@frac.su

R.R. Stepanova, PhD, Associate Professor, Department of Humanities and Social Economics, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch
54 a, Devonskaya st., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation
E-mail: razifa0210@yandex.ru

F.A. Ikhsanova, PhD, Associate Professor, Department of Information Technologies, Mathematics and Natural Sciences, Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky Branch
54 a, Devonskaya st., Oktyabrsky, 452607, Russian Federation
E-mail: ichs195@mail.ru

*Статья поступила в редакцию 30.07.2022
Принята к публикации 17.09.2022
Опубликована 30.09.2022*