

УДК 532.546

ДВИЖЕНИЕ ВОЛНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ВДОЛЬ НЕСВЯЗНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПОРИСТОГО ТЕЛА

Таирова Алия Алиевна¹,
moscouposte@gmail.com

Беляков Георгий Васильевич¹,
m5184@yandex.ru

Юдочкин Никита Анатольевич¹,
rood818181@yandex.ru

¹ Институт динамики геосфер им. М.А. Садовского Российской Академии наук,
Россия, 119334 г. Москва, Ленинский пр., 38-1.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью изучения механизмов взаимодействия фильтрационного потока с трещиноватой породой и изменения ее механических параметров при раскрытии больших нефтесъемных поверхностей, которые являются стенками трещины гидроразрыва пласта. При развитии трещины происходит переупаковка или разрушение частиц скелета, что может приводить к снижению проницаемости образующейся поверхности, а также к изменению направления трещины.

Цель данного исследования заключается в визуализации на физической модели распространения фильтрационного фронта вдоль несвязной поверхности пористого тела и изменения напряженно-деформированного состояния скелета.

Объект: поропругие породы нефтесодержащего пласта

Методы: лабораторные исследования по определению скорости распространения кончика «трещины» в результате фильтрации вязкой жидкости при различных перепадах давления и напряженно-деформированных состояниях скелета.

Результаты. Получена визуальная картина взаимодействия вязкой жидкости с поропругим скелетом при различных параметрах пористой среды и давления закачки. Предложена аналитическая зависимость для представленной модели, показывающая, что относительная ширина «трещины» зависит от упругих параметров и начального размера пористого массива, давления нагнетаемой жидкости и коэффициента трения его о «подолу» и «кровлю». Результаты экспериментов показали, что раскрытие сомкнутых несвязных поверхностей пористого массива, моделирующих трещину, носит неустойчивый характер. Скорость распространения носика «трещины» зависит от угла ее раскрытия. В ходе экспериментов было замечено, что при раскрытии «трещины» массив непосредственно за стенками и сжимается, в результате чего уменьшается проницаемость скелета. Таким образом, вся жидкость устремляется к носику, тем самым увеличивая длину «трещины».

Ключевые слова:

напряженно-деформированное состояние, пористая среда, фильтрация жидкости, носик трещины, фильтрационный фронт, упругость среды.

Введение

Фильтрация флюидов в горной породе может сопровождаться изменением напряженно-деформированного состояния массива, и в результате повлечь за собой нарушение его сплошности, что может приводить к образованию трещин или возникновению сейсмических событий [1–3]. Например, в высокопористых и трещиноватых породах продвижение фильтрационного фронта может сопровождаться сжатием скелета, с последующим изменением проницаемости. Если отток в стенки трещины уменьшается или отсутствует вовсе, то давление жидкости направлено на поверхность стенок, на их раздвижение и перемещение ее кончика. Зарождение в горном массиве трещин может приводить к изменению напряженно-деформированного состояния и его полному или частичному разрушению. Возможны ситуации, когда трещины стабилизируются, однако в любом случае изменение напряженно-деформированного состояния массива может способствовать их росту. Вопрос о возможности контроля и последующего влияния напряжений на развитие трещины особенно актуален для техногенных процессов, таких как извлечение углеводородов.

Для повышения эффективности добычи нефти скважинным способом применяют метод гидравлического разрыва нефтеносного пласта. С этой целью в скважину, входящую в нефтяной пласт, закачивают технологическую жидкость. По мере закачки давление в забойной зоне скважины растет, и при достижении некоторого критического значения в пласте возникает трещина. С появлением трещин увеличивается расход жидкости. Размер трещины растет, обнажая новые поверхности нефтесодержащей породы. Первые исследования, посвященные разработке теории гидроразрыва, проведены С.А. Христиановичем и Ю.П. Желтовым [4], а затем в работе [5].

В исследованиях [5–8] проведен анализ геометрии и условий существования равновесных трещин. Областью движения жидкостей в объемах трещин считается интервал от места ввода жидкости в трещину до фронта, определяемого местом нахождения переднего кончика трещины [9–11]. При этом концепция отставания жидкости от кончика трещины являлась важным элементом механики движения щели. К недостаткам модели относится навязанная условием постоянства высоты трещины ее эллиптическая форма щели. В работе [12] приведен анализ области около носика трещины ГРП в насыщенной среде, учитывая

ются два диссипативных процесса: трещиностойкость породы и течение вязкой жидкости, с утечками и без. Двумерная модель трещины ГРП, распространяющаяся в высокопроницаемой породе, рассматривается в [13]. Решение показывает, что нагнетаемое давление не изменяется монотонно и его пиковое значение соответствует не разрыву, а переходу между двумя режимами течения в пористой среде. Пороупругость влияет на реакцию системы за счет увеличения давления закачки и временную задержку пика давления. Для объяснения аномального пика давления при нагнетании в очень проницаемые, слабоконсолидированные породы, где образуется «двукрылая» трещина, была построена математическая модель на основе пороупругости и теории смазки. [14]

Определение направления развития трещины в неоднородной горной породе при помощи акустической эмиссии рассматривается в ряде экспериментальных работ [15–19]. Измерение длины трещины в различных образцах горной породы при помощи ультразвука показало, что сухой носик трещины опережает фронт фильтрации. Длина сухого носика трещины зависит от всестороннего сжатия, с увеличением напряжения это расстояние уменьшалось [20]. Затухание медленных волн рассмотрено в трещине, представленной плоским каналом, заполненным жидкостью, который образован между двух твердых тел [21]. Увеличение жесткости стенок трещины показало более высокую фазовую скорость и большее затухание, введение твердых частиц в трещину приводит к снижению фазовой скорости и к большему затуханию. Еще одно исследование [22], исключающее отток в стенки трещины, рассматривает развитие множественных трещин ГРП от горизонтальных скважин, когда рост одних трещины подавляет развитие других. Порода моделируется оргстеклом. Исследование распространения трещины в образце илестой глины, в который закачивался глицерин, показало, что на формы записей давления заметно влияло содержание воды в почве: увеличение содержания воды уменьшало давление, необходимое для инициирования гидравлического разрыва (и уменьшало вязкость разрушения), и выравнивало запись давления во время ее распространения [23]. Взаимодействие фильтрационного потока с пороупругим скелетом рассматривается в работах [24, 25].

В предлагаемой работе на основе физического эксперимента методом визуализации рассматривается распространение фильтрационного фронта вдоль несвязной поверхности пористого тела, где скелет ограничен непроницаемыми «подшвой» и «кровлей». Сомкнутые несвязные поверхности пористого тела имитируют предварительно созданную «трещину» в высокопроницаемых породах.

Эксперимент

Основным параметром, определяющим возникновение трещин, является степень деформации пористого массива

$$\frac{\Delta l}{l_0} = \frac{p}{E}$$

под действием силы p с модулем

упругости пласта E и l_0 – начального размера сжимаемой части среды. Например, на нефтяных месторождениях рабочим телом, которое вызывает деформацию массива, является жидкость с давлением $p = 10^7$ Па, вязкостью $\eta \sim 10^2$ г/см·с и модулем Юнга вмещающей породы $\sim 10^{11}$ Па, шириной пласта $\sim 10^3$ см.

В настоящей работе на физической модели рассматривается формирование и движение раскрывающихся трещин в сжимаемых проницаемых массивах. Моделями пористых массивов выбраны листы сжимаемого и проницаемого поролон. Параметры листов и рабочей жидкости приведены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры эксперимента

Table 1. Experiment parameters

Пористая среда/Porous medium	Поролон Rubber foam
Начальная толщина, см/Initial thickness, cm	0,5
Коэффициент Пуассона/Poisson's coefficient	0,1
Модуль упругости, Па/Young's modulus, Pa	$0,8-2 \cdot 10^4$
Проницаемость, Да/Permeability, Da	10^3
Коэффициент трения о стекло/Friction coefficient	0,15
Пористость/Porosity	0,98
Рабочая жидкость/Liquid	Глицерин Glycerine
Вязкость, г/см·с/Viscosity, g/cm·c	8
Плотность, г/см ³ /Density, g/cm ³	1,2
Давление, атм/Pressure, atm	0,11–0,4
Данные с месторождений/Field data	
Модуль упругости пласта, Па Coefficient of elasticity, Pa	$-10^{10}-10^{11}$
Давление жидкости, Па/Pressure of liquid	$\sim 10^7$
Горизонтальная протяженность пласта, см Formation initial size, cm	$-6 \cdot 10^4$
Ширина трещины, мм/Fracture opening, mm	$\sim 1-10$

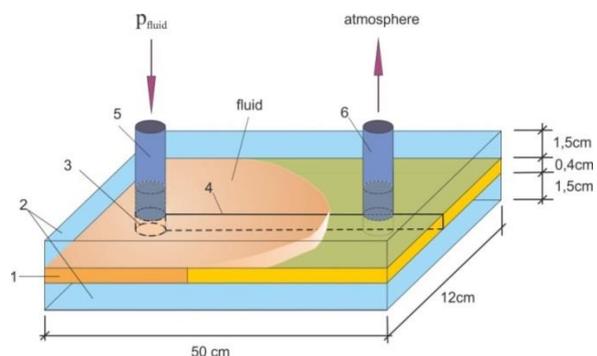


Рис. 1. Схема установки: 1 – пористый материал; 2 – стеклянные пластины; 3 – открытый ствол скважины; 4 – предварительный разрез; 5 – входное отверстие; 6 – выходное отверстие

Fig. 1. Scheme of experimental setup: 1 – porous material; 2 – glass plates; 3 – open well bore; 4 – previous cut; 5 – inlet; 6 – outlet

Начальная толщина листов поролон 0,5 см, площадь листов 12×50 см. Листы располагались между плоскими прозрачными стеклами толщиной 1,5 см. Стекла служили моделями непроницаемых «подшвы» и «кровли» нефтяного пласта. Вблизи середины «кровли» находилось отверстие – аналог открытого ствола скважины, входящей в нефтяной пласт. Жидкость под давлением поступала во входное отверстие,

имитирующее скважину, затем фильтровалась через ячейку и удалялась через выходное отверстие. Давление жидкости измерялось на входе в ячейку. Процесс образования и развития трещины регистрировался видеокамерой. Поток жидкости, подаваемой в скважину, совершал работу над силами упругого сжатия материала пласта и силами трения пласта о поверхности «кровли» и «подшвы». Чтобы исключить поглощение энергии потока жидкости при разрыве пласта делался сквозной разрез на всю его длину. В практической технологии нефтедобычи аналогом предварительного разреза пласта является минидоразрыв, которым только намечается начало будущей рабочей трещины. Концентрация напряжений на концах минитрещины ведет к значительной потере энергии на разрыв пласта и, как следствие, к развитию основного гидроразрыва при гораздо меньших параметрах потока жидкости.

Результаты эксперимента и их анализ

Видеокамерой зафиксированы моменты движения раскрывающейся щели в поролоне толщиной 0,4 см и начальной проницаемостью $k: 10^{-6} \text{ см}^2$ (рис. 2). Рабочей жидкостью, раскрывающей щель, является глицерин с давлением Δp на входе в пласт 0,11; 0,25; 0,4 атм. При наименьшем давлении (0,11 атм) щель не раскрывалась, а скорость вытеснения воздуха из ячейки со временем убывала в соответствии с формулой вытеснения по закону фильтрации Дарси

$$v = \sqrt{\frac{k\Delta p}{2\eta}} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (\text{рис. 2}).$$

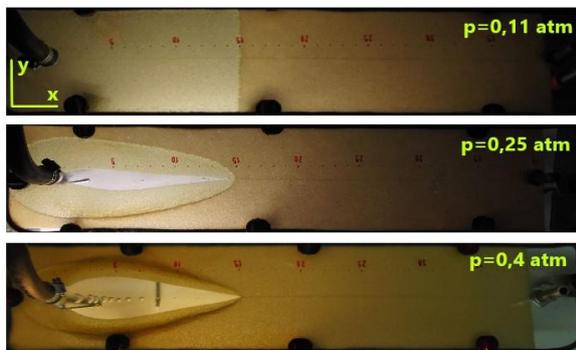


Рис. 2. Образование и развитие трещины при различных нагнетаемых давлениях

Fig. 2. Fracture formation and propagation under different pressure of liquid

С увеличением давления жидкости $p > 0,11$ атм на входе в ячейку проявляется ранее сделанный продольный разрез поролонa, визуализируемый раскрываемой трещиной. Амплитуда раскрытия увеличивается с ростом давления в жидкости [8], а также с возникновением сжатой области за стенками трещины. Снижение начальной проницаемости поролонa сжатием его между стеклами примерно в два и более раза ведет к уменьшению скорости распространения носика трещины (рис. 3), которая со временем приобретает колебательный неустойчивый характер. Также

уменьшение оттока в стенке, в результате снижения проницаемости, ведет к увеличению раскрытия стенок трещины [26].

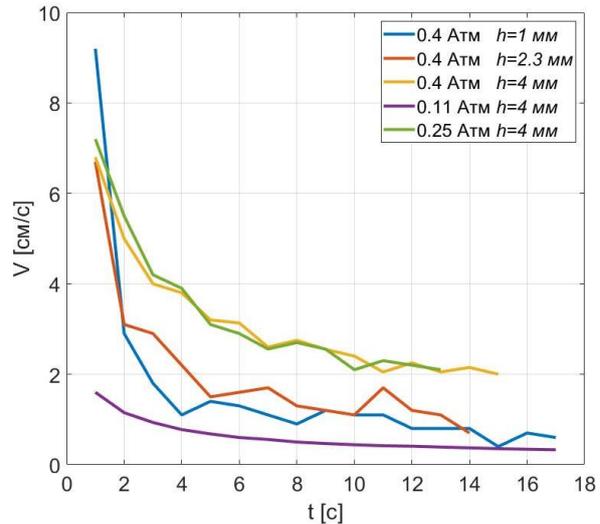


Рис. 3. Скорость трещины при различных проницаемостях и перепадах давления. Зеленым цветом приведена скорость фильтрации жидкости при не образованной трещине

Fig. 3. Fracture propagation velocity at various permeability and pressure drops. The green color shows the fluid filtration rate, with no crack formed

Предположительно, неустойчивость движения «жидкого» носика трещины определяется возникновением возмущения от границы соприкосновения сред с разными вязкостями и проницаемостями [15].

Скорость течения несжимаемой жидкости у входа в носик трещины подчиняется закону Дарси

$$u = -\frac{k}{\eta} \nabla p \quad \text{с потенциалом течения } \varphi = -\frac{k}{\eta} p.$$

Полагая, что возмущенная поверхность носика трещины может быть представлена слабой волнистостью с амплитудой a и волновым числом $n = \frac{2\pi}{\lambda}$, возмущенное движение жидкости принимает вид $x = ae^{iny + \sigma t}$.

На поверхности раздела сред у носика трещины давление слева и давление справа от возмущенной границы ($x=0$) равны $-\frac{\eta_1}{k_1} \varphi_1 = -\frac{\eta_2}{k_2} \varphi_2$. Из решения уравнения Лапласа $\Delta \varphi = 0$ и условия равенства давлений на границе раздела сред ($x=0$) следует, что

$$\frac{\eta_1}{k_1} ae^{iny + \sigma t} (V + \frac{\sigma}{n}) = \frac{\eta_2}{k_2} ae^{iny + \sigma t} (V - \frac{\sigma}{n}),$$

где V – невозмущенная скорость потока жидкости вдоль направления x . Выделяя из решения уравнений фактор неустойчивости σ , следует

$$\sigma \sim V \cdot n \left(\frac{k_1 - k_2 \frac{\eta_1}{\eta_2}}{k_1 + k_2 \frac{\eta_1}{\eta_2}} \right). \quad (1)$$

В процессе перемещения носика трещины смена знака фактора неустойчивости (1) означает изменение со временем знака ускорения течения. Причиной смены знака является увеличение или уменьшение угла раскрытия трещины, который определяет расход жидкости и ее проницаемость k_1 в направлении распространения носика трещины.

Поток жидкости, просачиваясь между непроницаемыми кровлей и подошвой в пористый пласт, спрессовывает его фильтрационным давлением p . Из теории упругости следует, что под действием фильтрационного давления p вдоль оси z относительное сжатие на пласт между неподвижными стеклянными стенками:

$$u_{zz} = \frac{(1 + \mu)(1 - 2\mu)}{E(1 - \mu)} p,$$

где μ – коэффициент Пуассона. От сжатия пласта на стеклянных стенках (на подошве и кровле) возникают перпендикулярные им упругие поперечные напряжения (в направлении x):

$$\sigma_{xx} = p \frac{\mu}{1 - \mu}$$

и соответствующая им сила трения:

$$f_{тр} = 2p\beta \frac{\mu}{1 - \mu},$$

где β – коэффициент трения. Условие равновесия сил трения и напряжения в скелете приводит к соотношению:

$$2p \frac{\mu}{1 - \mu} \beta = \frac{E(1 - \mu)}{(1 + \mu)(1 - \mu)} \frac{\Delta l}{l_0}.$$

Относительное сжатие пористого массива и соответствующий ему поперечный размер трещины:

$$\Delta l = \frac{2p\beta\mu}{E} l_0. \quad (2)$$

Таким образом, при условии, что давление жидкости превосходит модуль упругости пористой среды на порядок, образуется устойчивая трещина, не требующая дальнейшего закрепления. Оценки поперечного размера трещины в представленной модели (2) и данные, полученные экспериментально, приведены в табл. 2.

Заключение

Авторами была создана физическая модель и разработана методика проведения экспериментов с целью изучения фильтрации флюида вдоль несвязной поверхности пористого массива при различных его параметрах и давлениях закачки. Особенностью установки

являлось то, что она позволяла в режиме реально времени наблюдать движение фильтрационного фронта и изменение напряженно-деформированного состояния скелета.

Таблица 2. Ширина раскрытия трещины при различных зазорах ячейки и давлении жидкости

Table 2. Fracture opening width at different cell gap and fluid pressure

Зазор между пластинами, мм Gap between plates, mm	Давление жидкости, атм Fluid pressure, atm	Ширина раскрытия трещины, мм Fracture opening width, mm	
		Эксперимент Experiment	Оценки Calculation
4	0,4	60	60
4	0,25	30	38
4	0,11	–	5
2,3	0,4	50	14
1	0,4	15	9,5

Результаты экспериментов показали, что раскрытие сомкнутых несвязных поверхностей пористого массива носит неустойчивый характер. Скорость распространения носика «трещины» зависит от его угла раскрытия.

Предложена аналитическая зависимость (2) для представленной модели, показывающая, что относительная ширина «трещины» зависит от упругих параметров и горизонтальной протяженности пористого массива, давления нагнетаемой жидкости и коэффициента трения его о «подошву» и «кровлю». Сравнительные оценки поперечного размера трещины по формуле и эксперименту приведены в табл. 2.

По данным одной из скважин, расположенных на нефтяных месторождениях Западной Сибири, давление гидроразрыва на глубине скважины 2,8 км составляет: на дневной поверхности $p_0 \sim 306$ атм плюс на глубине 2,8 км давление гидростатическое ~ 280 атм, суммарное давление, приводящее к гидроразрыву ~ 586 атм. Полагая, что горизонтальная протяженность нефтяного пласта l_0 составляет $\sim 6 \cdot 10$ м, а величина $\beta\mu \cdot 10^{-2}$, модуль Юнга пласта $E \sim \rho \cdot g^2 = 3 \cdot 10^{10}$ Па, предполагаемая ширина трещины будет $\Delta l \sim 7$ мм, тогда как средняя ширина закрепленного проппанта в трещине для данной скважины $\sim 6,5$ мм. Таким образом, модель, представленная в данной работе, согласуется с технологическими процессами, происходящими при гидроразрыве нефтяного пласта, и может быть использована при оптимизации данного метода.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема № 122032900167-1).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Hydraulic fracturing induced seismicity. Reviews of Geophysics / R. Schultz, R.J. Skoumal, M.R. Brudzinski, D. Eaton, B. Baptie, W. Ellsworth. – 2020. – 58. – e2019RG000695. URL: <https://doi.org/10.1029/2019RG000695> (дата обращения 01.11.2022).

2. Fluid-injection-induced earthquakes characterized by hybrid-frequency waveforms manifest the transition from aseismic to seismic slip / H. Yu, R.M. Harrington, H. Kao et al. // Nat Commun. – 2021. – 12. – 6862. URL: <https://doi.org/10.1038/s41467-021-26961-x> (дата обращения 01.11.2022).

3. How to reduce fluid-injection-induced seismicity / A. Zang, G. Zimmermann, H. Hofmann et al. // Rock Mech Rock Eng. –

2019. – 52. – P. 475–493. URL: <https://doi.org/10.1007/s00603-018-1467-4> (дата обращения 01.11.2022).
4. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. ОТН. – 1955. – № 5. – С. 3–41.
 5. Geertsma J., De Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // J. Petrol. Tech. – 1969. – № 12. – P. 1571–1581.
 6. Sneddon I., Lowengrub M. Crack problems in the classical theory of elasticity. – NY.: John Wiley & Sons, 1969. – 221 p.
 7. Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture // SPE J. – 1972. – V. 12. – № 4. – P. 306–314.
 8. Седов Л.И. Механика сплошных сред. – М.: Лань, 2004. – Т. 2. – 560 с.
 9. Акулич А.В., Звягин А.В. Численное моделирование распространения трещины гидроразрыва // Вестник Московского университета Математика. Механика. – 2008. – № 1. – С. 43–49.
 10. The crack tip region in hydraulic fracturing / J. Desroches, E. Detournay, B. Lenoach et al. // Proc. Royal Soc. A. – 1994. – V. 447. – P. 39–48.
 11. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J. Petrol. Tech. – 1961. – № 9. – P. 937–949.
 12. Garagash D., Detournay E., Adachi J. Multiscale tip asymptotics in hydraulic fracture with leak-off // Journal of Fluid Mechanics. – 2011. – V. 669. – P. 260–297. DOI: 10.1017/S002211201000501X
 13. Gao Y., Detournay E. Hydraulic fracture induced by water injection in weak rock // Journal of Fluid Mechanics. – 2021. – V. 927. – A19. DOI: 10.1017/jfm.2021.770
 14. Yue Gao, Detournay E. A poroelastic model for laboratory hydraulic fracturing of weak permeable rock // Journal of the Mechanics and Physics of Solids. – 2020. – V. 143. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2020.104090> (дата обращения 01.11.2022).
 15. Tensile failure and fracture width of partially permeable wellbores with applications in lost circulation material design / K. Nguyen, A. Mehrabian, A. Santra, P. Dung // SPE J. – 2022. – V. 27. – P. 465–487. DOI: <https://doi.org/10.2118/204585-PA>
 16. Response characteristics of coal subjected to hydraulic fracturing: an evaluation based on real-time monitoring of borehole strain and acoustic emission / Y. Liang, Y. Cheng, Q. Zou, W. Wang, Y. Ma, Q. Li // J. Nat. Gas Sci. Eng. – 2017. – V. 38. – P. 402–411.
 17. Stanchits S., Burghardt J., Surdi A. Hydraulic fracturing of heterogeneous rock monitored by acoustic emission // Rock Mech. Rock Eng. – 2015. – V. 48. – P. 2513–2527.
 18. Chen Y., Nagaya Y., Ishida T. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite // Rock Mech. Rock Eng. – 2015. – V. 48. – P. 1455–1461.
 19. Fracture propagation in sandstone and slate – laboratory experiments, acoustic emissions and fracture mechanics / F. Stoeckhert, M. Molenda, S. Brenne, M. Alber // Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. – 2015. – V. 7. – Iss. 3. – P. 237–249. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.03.011> (дата обращения 01.11.2022).
 20. Medlin W.L., Massé L. Laboratory experiments in fracture propagation // SPE J. – 1984. V. 24. – P. 256–268. DOI: <https://doi.org/10.2118/10377-PA>
 21. Nakagawa S., Nakashima S., Korneev V.A. Laboratory measurements of guided-wave propagation within a fluid-saturated fracture // Geophysical Prospecting. – 2016. – V. 64. – P. 143–156. URL: <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12223> (дата обращения 01.11.2022).
 22. Gunaydin D., Peirce A.P., Bungler A.P. Laboratory experiments contrasting growth of uniformly and non-uniformly spaced hydraulic fractures // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2021. – V. 126. – e2020JB020107. URL: <https://doi.org/10.1029/2020JB020107> (дата обращения 01.11.2022).
 23. Murdoch L.C. Hydraulic fracturing of soil during laboratory experiments. P. 2. Propagation // Geotechnique. 1993. – V. 43. – P. 267–276.
 24. Образование трещины в неоднородной порупругой среде / Г.В. Беляков, А.А. Таирова, Н.А. Юдочкин, Т.М. Торрес // Динамические процессы в геосферах. – 2021. – № 13. – С. 60–63. DOI: 10.26006/22228535_2021_1_60. EDN PGYNHM.
 25. Фильтрация жидкости в среде с переменной проницаемостью / Т.М. Торрес, Н.А. Юдочкин, А.А. Таирова, Г.В. Беляков // Динамические процессы в геосферах. – 2022. – Т. 14. – № 2. – С. 52–61. DOI: 10.26006/29490995_2022_14_2_52. EDN QAZFHU.
 26. Saffman P.G., Taylor G.I. The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid // Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences. – 1958. – V. 245. – Iss. 1242. – P. 312–329. URL: <http://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085> (дата обращения 01.11.2022).

Поступила: 17.11.2022 г.

Прошла рецензирование: 02.03.2023 г.

Информация об авторах

Таирова А.А., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории геомеханики и флюидодинамики Института динамики геосфер им. М.А. Садовского Российской Академии наук.

Беляков Г.В., кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник лаборатории геомеханики и флюидодинамики Института динамики геосфер им. М.А. Садовского Российской Академии наук.

Юдочкин Н.А., младший научный сотрудник лаборатории геомеханики и флюидодинамики Института динамики геосфер им. М.А. Садовского Российской Академии наук.

УДК 532.546

FILTRATION WAVE MOVEMENT ALONG THE NON-COHESIVE SURFACE OF A POROUS BODY

Aliya A. Tairova¹,
lmoscouposte@gmail.com

Georgiy V. Belyakov¹,
m5184@yandex.ru

Nikita A. Iudochkin¹,
rood818181@yandex.ru

¹ Institute of Geosphere Dynamics Russian Academy of Science,
38-1, Leninsky avenue, Moscow, 119334, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to study the mechanisms of interaction of the filtration flow with fractured rock and changes in its mechanical parameters when opening large oil-removing surfaces, which are the walls of a hydraulic fracture. With the development of a crack, repacking or destruction of the particles of the skeleton occurs, which can lead to decrease in resulting surface permeability, as well as to the change in crack direction.

The main aim of this study is to visualize the distribution of the filtration front along the non-cohesive surface of a porous body and the change in the stress-strain state of the skeleton on a physical model.

Object: poroelastic rocks of an oil-bearing formation.

Methods: laboratory studies to determine the rate of propagation of the «crack» tip as a result of filtration of a viscous liquid at various pressure drops and stress-strain states of the skeleton.

Results. A visual picture of viscous fluid interaction with a poroelastic skeleton was obtained for various parameters of the porous medium and injection pressure. The authors have proposed the analytical dependence for the presented model, showing that the relative width of the «crack» depends on the elastic parameters and the initial size of the porous mass, the pressure of the injected fluid, and its coefficient of friction against the «bottom» and «roof». The results of the experiments showed that the opening of closed non-cohesive surfaces of porous mass, simulating a crack, is unstable. The rate of propagation of the «fracture» tip depends on the angle of its opening. During the course, it was noticed that when the «crack» opens, the mass immediately behind the walls is compressed, as a result of which the permeability of the skeleton decreases. Thus, all the liquid rushes to the tip, thereby increasing the length of the «fracture».

Key words:

stress-strain state, porous medium, fluid filtration, crack tip, filtration front, medium elasticity.

The research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (theme No 122032900167-1).

REFERENCES

- Schultz R., Skoumal R.J., Brudzinski M.R., Eaton D., Bapchie B., Ellsworth W. Hydraulic fracturing-induced seismicity. *Reviews of Geophysics*, 2020, vol. 58, e2019RG000695. Available at: <https://doi.org/10.1029/2019RG000695> (accessed 1 November 2022).
- Yu H., Harrington R.M., Kao H. Fluid-injection-induced earthquakes characterized by hybrid-frequency waveforms manifest the transition from aseismic to seismic slip. *Nat Commun*, 2021, vol. 12, 6862. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41467-021-26961-x> (accessed 1 November 2022).
- Zang A., Zimmermann G., Hofmann H. How to reduce fluid-injection-induced seismicity. *Rock Mech Rock Eng*, 2019, vol. 52, pp. 475–493. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00603-018-1467-4> (accessed 1 November 2022).
- Zhel'tov Yu.P., Khristianovich S.A. O gidravlicheskom razryve neftenosnogo plasta [About hydraulic fracturing of an oil-bearing formation] *Izv. Academy of Sciences of the USSR. OTN*, 1955, no. 5, pp. 3–41.
- Geertsma J., De Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. *J. Petrol. Tech.*, 1969, no. 12, pp. 1571–1581.
- Sneddon I., Lowengrub M. *Crack problems in the classical theory of elasticity*. N.Y., John Wiley & Sons, 1969. 221 p.
- Nordgren R.P. Propagation of a vertical hydraulic fracture. *SPE J.*, 1972, vol. 12, no. 4, pp. 306–314.
- Sedov L.I. *Mehanika sploshnyh sred* [Continuum mechanics]. Moscow, Lan Publ., 2004. Vol. 2, 560 p.
- Akulich A.V., Zvyagin A.V. Numerical modeling of hydraulic fracture propagation. *Bulletin of Moscow University. Maths. Mechanics*, 2008, no. 1, pp. 43–49. In Rus.
- Desroches J., Detournay E., Lenoach B. The crack tip region in hydraulic fracturing. *Proc. Royal Soc. A*, 1994, vol. 447, pp. 39–48.
- Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures. *J. Petrol. Tech.*, 1961, no. 9, pp. 937–949.
- Garagash D., Detournay E., Adachi J. Multiscale tip asymptotics in hydraulic fracture with leak-off. *Journal of Fluid Mechanics*, 2011, vol. 669, pp. 260–297. DOI: 10.1017/S002211201000501X
- Gao Y., Detournay E. Hydraulic fracture induced by water injection in weak rock. *Journal of Fluid Mechanics*, 2021, vol. 927, A19. DOI: 10.1017/jfm.2021.770
- Yue Gao, Detournay E. A poroelastic model for laboratory hydraulic fracturing of weak permeable rock. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2020, vol. 143. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2020.104090> (accessed 1 November 2022).
- Nguyen K., Mehrabian A., Santra A., Dung P. Tensile failure and fracture width of partially permeable wellbores with applications in lost circulation material design. *SPE J.*, 2022, vol. 27, pp. 465–487. DOI: <https://doi.org/10.2118/204585-PA>
- Liang Y., Cheng Y., Zou Q., Wang W., Ma Y., Li Q. Response characteristics of coal subjected to hydraulic fracturing: An evaluation based on real-time monitoring of borehole strain and acoustic emission. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2017, vol. 38, pp. 402–411.
- Stanchits S., Burghardt J., Surdi A. Hydraulic fracturing of heterogeneous rock monitored by acoustic emission. *Rock Mech. Rock Eng.*, 2015, vol. 48, pp. 2513–2527.
- Chen Y.; Nagaya Y.; Ishida T. Observations of fractures induced by hydraulic fracturing in anisotropic granite. *Rock Mech. Rock Eng.*, 2015, vol. 48, pp. 1455–1461.

19. Stoeckert F., Molenda M., Brenne S., Alber M., Fracture propagation in sandstone and slate – Laboratory experiments, acoustic emissions and fracture mechanics. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2015, vol. 7, Iss. 3, pp. 237–249. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2015.03.011> (accessed 1 November 2022).
20. Medlin W.L., Massé L. Laboratory experiments in fracture propagation. *SPE J.*, 1984, vol. 24, pp. 256–268. DOI: <https://doi.org/10.2118/10377-PA>
21. Nakagawa S., Nakashima S., Korneev V.A. Laboratory measurements of guided-wave propagation within a fluid-saturated fracture. *Geophysical Prospecting*, 2016, vol. 64, pp. 143–156. Available at: <https://doi.org/10.1111/1365-2478.12223> (accessed 1 November 2022).
22. Gunaydin D., Peirce A.P., Bungler A.P. Laboratory experiments contrasting growth of uniformly and non-uniformly spaced hydraulic fractures. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2021, vol. 126, e2020JB020107. Available at: <https://doi.org/10.1029/2020JB020107> (accessed 1 November 2022).
23. Murdoch L.C. Hydraulic fracturing of soil during laboratory experiments. P. 2. Propagation. *Geotechnique*, 1993, vol. 43, pp. 267–276.
24. Belyakov G.V., Tairova A.A., Iudochkin N.A., Torres T.M. Fracture formation in an inhomogeneous poroelastic medium. *Dynamic Processes in Geospheres*, 2021, vol. 13, pp. 60–63. In Rus. Available at: https://doi.org/10.26006/22228535_2021_1_60 (accessed 1 November 2022).
25. Torres T.M., Iudochkin N.A., Tairova A.A., Belyakov G.V. Fluid filtration in a medium with variable permeability. *Dynamic Processes in Geospheres*, 2022, vol. 14 (2), pp. 52–61. In Rus. Available at: https://doi.org/10.26006/29490995_2022_14_2_52 (accessed 1 November 2022).
26. Saffman P.G., Taylor G.I. The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences*, 1958, vol. 245, Iss. 1242, pp. 312–329. Available at: <http://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085> (accessed 1 November 2022).

Received: 17 November 2022.

Reviewed: 2 March 2023.

Information about the authors

Aliya A. Tairova, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Geosphere Dynamics Russian Academy of Science.

Georgiy V. Belyakov, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Geosphere Dynamics Russian Academy of Science.

Nikita A. Iudochkin, junior researcher, Institute of Geosphere Dynamics Russian Academy of Science.