

УДК 622.276.43
DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-73-84

Факторы влияния на развитие трещин авто-ГРП

А. В. Сяндюков*, **Д. К. Сагитов**

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
**axaleiger@mail.ru*

Аннотация. Статья посвящена вопросам закономерностей распространения трещин авто-ГРП в процессе закачки агента вытеснения в пласт с целью поддержания пластового давления. Техногенные и петрологические факторы оказывают значительное влияние на процессы инициации, распространения и деградации трещин авто-ГРП. В современной нефтегазопромысловая практика мы только начинаем использовать геомеханические симуляторы для частных расчетов и пока не используем их в интегральных расчетах вариантов разработки месторождений, тем не менее влияние геомеханических процессов распространения техногенных трещин вносит значительный вклад в промышленные показатели разработки. Целью исследования является комплекс факторов, препятствующих и способствующих развитию техногенных трещин. В исследовании использована авторская методика оценки длины трещины авто-ГРП в зависимости от забойного давления в нагнетательной скважине. Разработана классификация факторов влияния на развитие трещин авто-ГРП, проведен количественный анализ различия характеристик распространения техногенных трещин для двух месторождений с различными геомеханическими и гидродинамическими свойствами. Работа вносит существенный вклад в понимание закономерностей развития техногенных трещин и имеет широкие перспективы развития, позволяющие значительно усовершенствовать текущие цифровые 3D-модели и аналитические модели фильтрации, что позволит улучшить выработку запасов месторождений и повысить величину коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: трещина авто-ГРП, низкопроницаемый коллектор, система поддержания пластового давления, модуль Юнга, коэффициент Пуассона

Для цитирования: Сяндюков, А. В. Факторы влияния на развитие трещин авто-ГРП / А. В. Сяндюков, Д. К. Сагитов. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-1-73-84 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 73–84.

Factors of influence on the development of self-induced hydraulic fracturing cracks

Aleksandr V. Syundyukov*, **Damir K. Sagitov**

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
**axaleiger@mail.ru*

Abstract. The article is devoted to the regularities of the propagation of self-induced hydraulic fracturing cracks in the process of injection of the displacement agent into the formation in order to maintain reservoir pressure. Technogenic and petrological factors have a significant impact on the processes of initiation, propagation and degradation of self-induced hydraulic fracturing cracks. In modern oil and gas field practice, we are just beginning to use geomechanical simulators

for private calculations and have not yet used them in integrated calculations of field development options, nevertheless, the influence of geomechanical processes of the spread of man-made cracks makes a significant contribution to the field development indicators. The aim of the study is a complex of factors that prevent and contribute to the development of self-induced hydraulic fracturing cracks. The study uses the author's methodology for estimating the crack length of a self-induced hydraulic fracturing depending on the downhole pressure in the injection well. The results of the work have developed a classification of factors influencing the development of self-induced hydraulic fracturing cracks, a quantitative analysis of the differences in the characteristics of the spread of man-made cracks for two deposits with different geomechanical and hydrodynamic properties. The work makes a significant contribution to the understanding of the laws of the development of man-made cracks and has broad prospects for development, allowing us to significantly improve the current 3D digital models and analytical filtration models, which will improve the production of field reserves and increase the value of the oil recovery factor.

Keywords: self-induced hydraulic fracture, low-permeability reservoir, water injection system, Young's modulus, Poisson's ratio

For citation: Syundyukov, A. V., & Sagitov, D. K. (2023). Factors of influence on the development of self-induced hydraulic fracturing cracks. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 73-84. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-1-73-84

Введение

При разработке низкопроницаемых коллекторов поддержание целевых уровней закачки достигается за счет увеличения забойного давления в нагнетательных скважинах [1]. При увеличении забойного давления выше давления разрыва породы происходит рост техногенных трещин (эффект авто-ГРП). В условиях сложного геологического строения [2] и технических ограничений [3] крайне затруднительно обеспечить контроль и регулирование развития техногенных трещин. Распространение трещин авто-ГРП может вносить как благоприятный эффект, при образовании трещин авто-ГРП оптимального размера, так и отрицательный эффект [4] в случае прорыва в добывающие скважины или деградации трещин [5] и при уменьшении коэффициента охвата пласта заводнением. Для рациональной разработки нефтяного месторождения необходимо понимать множество осложняющих факторов, обуславливающих инициацию и распространение трещин авто-ГРП. В современной практике разработки месторождений нефти и газа активно развивается понимание закономерностей образования техногенных трещин.

Объект и методы исследования

Развитие трещин авто-ГРП зависит от множества факторов, как техногенной природы, так и естественной, зависящей от широкого комплекса петрологических свойств. На рисунке 1 приведена классификация различных техногенных и петрологических факторов, способствующих и препятствующих распространению трещин авто-ГРП.

Первой группой факторов выступают «Естественные» факторы (петрологические). Природа формирования и преобразования горных пород оказывает значительное влияние на изменчивость характеристики распро-

странения техногенных трещин. Обобщенно можно выделить пять основных групп петрологических факторов:

- механические: естественные горные напряжения и их распределение в массиве горных пород, модуль упругости (Юнга), предел упругости, прочность горных пород, коэффициент Био, коэффициент Пуассона, ползучесть разрабатываемых пород;
- литологические: толщина коллектора, разломы и нарушения сплошности, наличие и характеристика системы естественных трещин, расчлененность, связность, положение коллектора относительно вектора силы гравитации, сейсмическая активность;
- гидродинамические: фильтрационно-емкостные свойства коллектора, участвующего в процессе дренирования (пластовое давление, проницаемость, пористость, скин-фактор, пьезопроводность), свойства флюидов, участвующих в процессе дренирования, характеристики внутреннего трения флюидов (ньютоновские/неньютоновские), ГНК, ВНК, энергетический потенциал естественных вод;
- химические: характер адсорбционной связи молекул (гидрофильный пласт/гидрофобный), величина адсорбционной связи молекул (капиллярные силы);
- тепловые: температура пласта, температура агента закачки, теплопроводность, теплоемкость, тепловое расширение.

Механические — группа факторов, включающая в себя геомеханические свойства пород и характеристики напряженно-деформационного состояния [6]. Естественные горные напряжения и их распределение в массиве горных пород могут оказывать значительное влияние на процессы распространения техногенных трещин. Абсолютные значения обуславливают величину противодействия нарушению сплошности и деформации породы, а величина и направление суперпозиции векторов напряжений определяют азимутальный угол распространения техногенной трещины и устойчивость вдоль линии преимущественного регионального напряжения.

Модуль упругости характеризует способность горной породы упруго деформироваться при приложении к нему внешних сил. Данный фактор зависит от напряжения и определяется производной (градиентом) зависимости напряжения от деформации. В нефтепромысловой практике в качестве модуля упругости оперируют модулем Юнга (модуль продольной упругости, модуль нормальной упругости), который характеризует способность материала сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации. Увеличение данного параметра оказывает отрицательное влияние на распространение техногенной трещины: чем больше модуль Юнга, тем больше прилагаемой потенциальной энергии переходит на преодоление упругой деформации и, соответственно, при прочих равных условиях размеры трещины будут меньше [7].

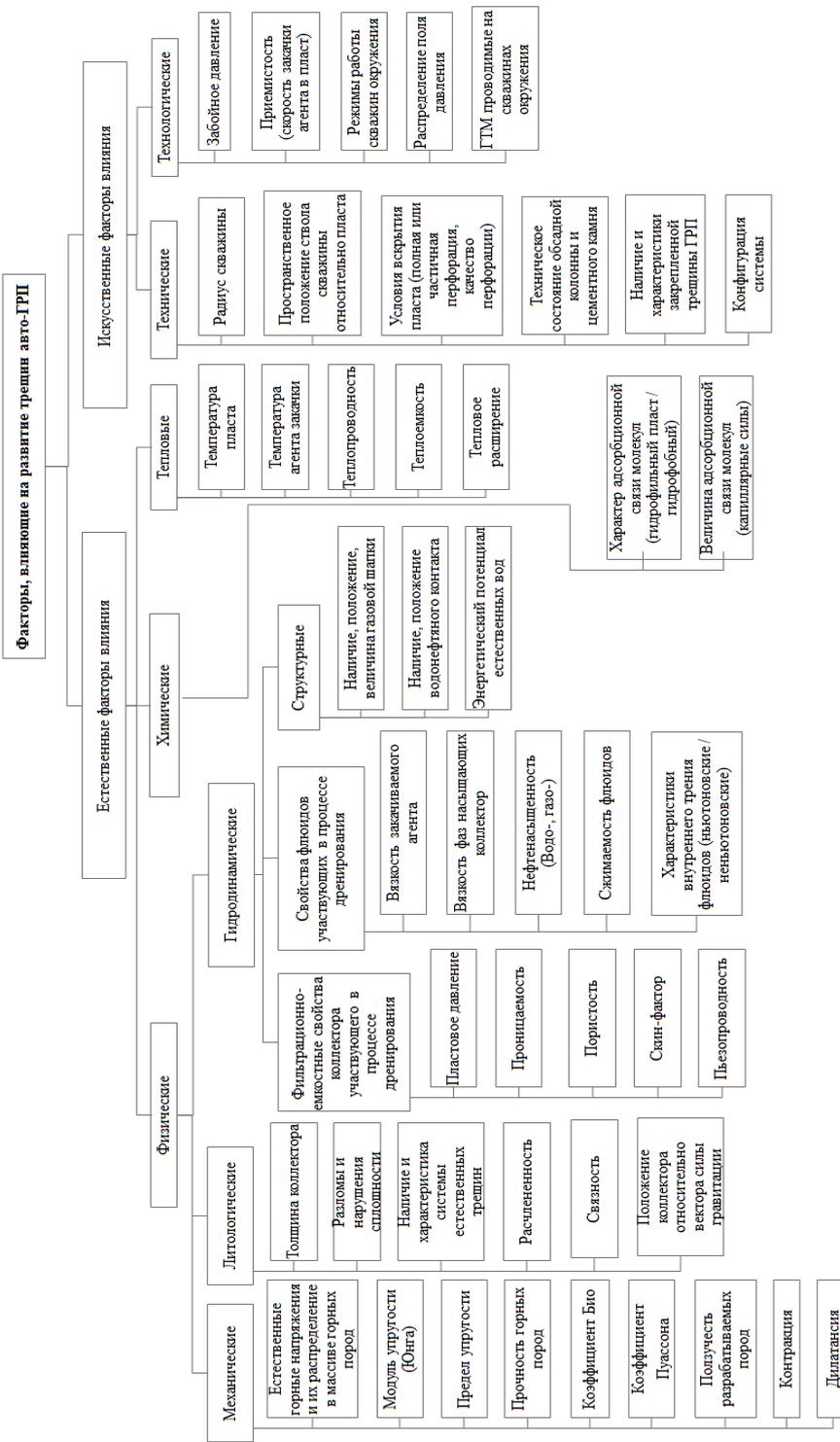


Рис. 1. Классификация различных техногенных и петрологических факторов, способствующих и препятствующих распространению трещин авто-ГРП

Коэффициент Пуассона — одна из механических характеристик материалов, которая показывает зависимость между продольными и поперечными деформациями элемента. Коэффициент Пуассона не зависит от размеров тела, его величина обусловлена природой минералов, из которых сложена горная порода. Чем больше коэффициент Пуассона, тем больше величина отношения относительного поперечного сжатия к относительно продольному растяжению. При приложении горного давления на пласт, возникающего под действием веса вышележащих пород, возникает горизонтальная составляющая напряжения (1), обусловленная упругими свойствами горных пород.

Горизонтальное напряжение определяется по формуле А. Н. Динника

$$\sigma_x = \sigma_y = P_{zz} = \lambda \cdot \rho_n \cdot g \cdot H, \quad (1)$$

где ρ_n — плотность вышележащих горных пород; H — глубина залегания горизонта; λ — коэффициент бокового распора

$$\lambda = \mu / (1 - \mu),$$

где μ — модуль поперечной деформации (коэффициент Пуассона), зависящий от продольных и поперечных деформаций породы [6].

Как видно из формулы (1), с увеличением коэффициента Пуассона увеличивается горизонтальная составляющая горного давления, что приводит к уменьшению длины трещины.

Коэффициент пороупругости или коэффициент Биота является важной характеристикой коллектора в вопросе распространения техногенных трещин. Чем больше коэффициент Биота, тем большая доля порового давления оказывает влияние на противодействие эффективному напряжению. Уменьшение коэффициента Биота оказывает влияние на увеличение размеров трещины (при прочих равных условиях).

На текущий момент статистические зависимости характеристик распространения трещин в горных породах от геомеханических параметров, таких как модуль упругости, предел прочности и др., встречаются крайне редко в научно-технической литературе [8], что связано с трудностью одновременного определения нескольких параметров — изменения геометрии трещин и других геомеханических параметров. Необходимо также уточнить, что некоторые геомеханические факторы имеют взаимосвязь и коррелируют между собой, поэтому для того, чтобы установить закономерности и понимание механизма распространения трещины, необходимо рассматривать геомеханические факторы в комплексе с учетом закономерностей их взаимовлияния (автокорреляции) друг с другом.

Литологические — группа факторов, включающих в себя геометрические характеристики коллектора. Эффективная толщина продуктивного пласта влияет на площадь притока, с ростом толщины увеличивается пло-

щадь притока, с увеличением площади притока потенциальная энергия закачки агента в пласт в большей степени переходит в кинетическую. Другими словами, закачка в большей степени поглощается в процессе фильтрации, и длина техногенной трещины при прочих равных будет меньше. Различные нарушения сплошности породы, такие как разломы, естественные трещины, сдвиговые нарушения и др., являются препятствиями на пути распространения трещины. При наличии такого рода нарушения процесс роста трещины может в значительной степени измениться как в направлении, так и в интенсивности. Отдельно можно выделить факторы связности и расчлененности. Высокая анизотропия пласта значительно осложняет процессы распространения трещин авто-ГРП. При высокой анизотропии пласта значительно снижается стабильность трещины авто-ГРП вследствие ее деградации [5]. В условиях подобных коллекторов при уменьшении трещины авто-ГРП снижается связность коллектора, что в свою очередь приводит к росту пластового давления в зоне нагнетания и дальнейшему уменьшению длины техногенной трещины.

Гидродинамические — факторы, обуславливающие фильтрационно-емкостные и энергетические характеристики рассматриваемого коллектора [9]. По мере увеличения пластового давления увеличивается давление смыкания, это провоцирует уменьшение размеров техногенной трещины. Проницаемость коллектора определяет способность пласта пропускать флюид при наличии перепада давления. Так как для развития трещин авто-ГРП необходимо поддерживать необходимую скорость закачки [10], то при высоких значениях проницаемости с учетом современных уровней показателей закачки проявление эффекта авто-ГРП будет отсутствовать в силу значительного ухода агента закачки на фильтрацию. Пористость коллектора взаимосвязана с упругими свойствами скелета горной породы, а также коррелирует с проницаемостью. Одним из наиболее влиятельных параметров при образовании трещин авто-ГРП является скин-фактор. Наличие положительного скин-фактора может неоднозначно повлиять на процесс формирования техногенной трещины. Увеличение скин-фактора может привести к снижению проницаемости стенок трещины, обеспечивая тем самым меньший уход агента закачки в поровое пространство, к увеличению давления внутри трещины и, как следствие, к росту авто-ГРП в размерах. В зависимости от прочих характеристик коллектора, при недостаточном устьеовом давлении и значительном расстоянии между добывающими и нагнетательными скважинами увеличение скин-фактора может привести к снижению пьезометрической связи нагнетательных и добывающих скважин, что может повлечь процессы деградации трещины авто-ГРП. Вязкость агента закачки, как и в случае с проницаемостью, влияет на показатели сопротивления фильтрации жидкости. В случае роста вязкости можно добиться больших размеров техногенной трещины. Наличие газонефтяного контакта может оказывать демпфирующий эффект при развитии трещины авто-ГРП. Образование авто-ГРП при наличии газового контакта чревато

значительным количеством осложнений (потеря коэффициента извлечения нефти, прорывы газа и воды в добывающие скважины и др.).

Химические факторы определяют характер и величину адсорбционных связей молекул флюида и скелета горной породы. Соотношение фазовых проницаемостей и капиллярные эффекты могут двойственно влиять на распространение трещин авто-ГРП. В зависимости от вектора приложения капиллярных сил распространение трещины может проходить менее или более эффективно.

Охарактеризовать влияние тепловых эффектов на процесс образования и распространения авто-ГРП затруднительно в силу его комплексного влияния на ряд сопутствующих факторов. При закачке низкотемпературного агента закачки в пласт (холодная попутно-добываемая вода) происходит увеличение вязкости фильтрующихся флюидов, осернение, температурная деформация пласта и др. Наиболее важно учитывать геомеханические особенности поведения горных пород, в силу того что изменение температурного поля приводит к изменению локальных напряжений в охлаждаемой зоне и возникновению термоупругих эффектов. Проявление термоупругого эффекта [11] изменяет общие напряжения в пласте, что определяет направления трещины, ее рост в высоту, давления разрыва и т. п.

Вторая группа факторов — это искусственные факторы, которые можно разделить на две основные группы:

- технические — радиус скважины, пространственное положение ствола скважины относительно пласта, условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации), техническое состояние обсадной колонны и цементного камня, наличие и характеристики закрепленной трещины гидроразрыва пласта, конфигурация системы разработки;
- технологические — забойное давление, приемистость (скорость закачки агента в пласт), режимы работы скважин окружения, распределение поля давления, геолого-технические мероприятия, проводимые на скважинах окружения.

Технические факторы обуславливают конструкционные особенности скважин и их взаимное расположение. Конфигурация системы разработки напрямую связана с расстоянием между нагнетательными и добывающими скважинами. Забойные характеристики скважины — пространственное положение ствола скважины относительно пласта, условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации). Техническое состояние обсадной колонны и цементного камня, наличие и характеристики закрепленной трещины гидроразрыва пласта, радиус скважины определяют характеристики притока, а также прочностные характеристики поверхности фильтрации до гидроразрыва, определяющие направление первичной инициации техногенной трещины.

Результаты и обсуждение

Для месторождений с различными геолого-физическими характеристиками зависимости $X_f = f(P_{\text{net}})$ могут значительно отличаться. На рисунке 2 приведены зависимости для двух месторождений с различной геологической обстановкой (таблица). Расчет зависимостей произведен на базе авторской методики оценки длины трещины авто-ГРП в зависимости от забойного давления в нагнетательной скважине [4].

Сравнение ГФХ различных месторождений

ГФХ \ пласт	БС ₄	ЮС ₂	$\frac{БС_4}{ЮС_2}$	Комментарий
Модуль Юнга	32	25	1,28	Чем больше модуль Юнга, тем выше способность материала сопротивляться упругой деформации
Коэффициент Пуассона	0,25	0,2	1,25	Чем выше коэффициент Пуассона, тем больше величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению
$K_{\text{прод}}$	2,4	2,1	1,14	Чем выше приемистость, тем интенсивнее происходит поглощение энергии, затрачиваемой на формирование авто-ГРП
$P_{\text{пл.н}}$	25,4	31,5	0,81	Чем выше пластовое давление, тем выше давление смыкания, а значит, сопротивление разрыву

В данном сравнительном примере различие динамики распространения техногенной трещины в первую очередь обусловлено разницей в геомеханических свойствах коллекторов и распределении горного и пластового давлений.

Краткое геологическое описание месторождений:

- месторождение № 1 — мелководно-шельфовые отложения, клиноформенное строение, литологически экранированные залежи, ЧНЗ;
- месторождение № 2 — терригенные отложения континентальных фаций, наиболее распространены отложения палеорусел, речных кос и паводковых гряд.

Как видно из рисунка 2, при одинаковом $P_{\text{net}} = 20$ атм полудлина трещины авто-ГРП отличается почти в 2 раза — 456 м для месторождения № 1 и 261 м для месторождения № 2.

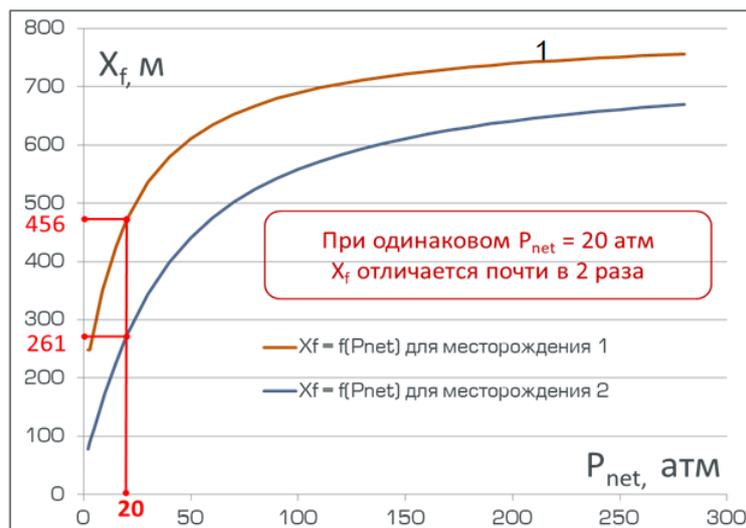


Рис. 2. Сравнение функций X_f для различных месторождений

Выводы

- Важным аспектом рациональной разработки низкопроницаемых коллекторов является выбор оптимального режима закачки. При закачке воды в нагнетательную скважину, с превышением давления нагнетания выше давления разрыва породы, происходит образование трещин авто-ГРП. С целью контроля и регулирования процессов инициации, распространения и деградации трещин авто-ГРП необходимо учитывать закономерности, связывающие множество факторов влияния как петрологического, так и технологического характера.
- При сравнении динамики распространения техногенной трещины на примере фактических месторождений с различными геолого-гидродинамическими свойствами установлено, что при различии ряда параметров месторождений менее чем на 30 %, в силу синергетического эффекта, различие полудлин трещин составило 75 %.

Список источников

1. Выработка разрозненных остаточных запасов нефти в условиях развитой системы избирательного заводнения / И. Ф. Рустамов, Е. В. Задорожный, М. А. Виноходов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 3. – С. 74–79.
2. Классификация участков залежей на геологические тела в деформированных структурах пласта и унификации схем размещения скважин для гидродинамического моделирования / Н. И. Хисамутдинов, Д. К. Сагитов, В. Ш. Шаисламов, А. Р. Листик. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 6. – С. 54–59.

3. Патент № 2299977 Российская Федерация, МПК E21B 43/16. Способ добычи нефти на поздней стадии разработки нефтяной залежи, подстилаемой водой : заявл. 03.02.2005 : опубл. 27.05.2007 / Хисамутдинов Н. И., Владимиров И. В., Тазиев М. М., Сагитов Д. К., Алексеев Д. Л., Буторин О. И. – Текст : непосредственный.

4. Сундюков, А. В. Методика управления заводнением на месторождениях с ТРИЗ / А. В. Сундюков, Г. И. Хабибуллин, А. С. Трофимчук [и др.]. – Текст : электронный // Российская нефтегазовая техническая конференция (12–15 октября 2021 г.). – URL: <https://ru.readkong.com/page/rossiyskaya-neftegazovaya-tehnicheskaya-konferenciya-spe-1181958>.

5. Методика поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования закачки в низкопроницаемые коллекторы / А. В. Сундюков, Г. И. Хабибуллин, А. С. Трофимчук, Д. К. Сагитов. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-9-96-99. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 96–99.

6. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / В. А. Байков, И. М. Бураков, И. Д. Латыпов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 30–33.

7. Effect of Young's Modulus on Fatigue Crack Growth / M. F. Borges, F. V. Antunes, P. A. Prates [et al.]. – Text : electronic // International Journal of Fatigue. – 2020. – Vol. 132. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.105375>.

8. Мамбетов, Ш. А. Геомеханика : учебник : в 2 т. Т. 1. Основы геомеханики / Ш. А. Мамбетов. – Бишкек : Изд-во Кыргызско-Российского славянского университета, 2013. – 138 с. – Текст : непосредственный.

9. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин автоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О. В. Салимов, И. И. Гирфанов, А. В. Кочетков [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.1.8. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 46–50.

10. О связи коэффициентов трещиностойкости и геофизических характеристик горных пород месторождений углеводородов / Ю. А. Кашников, С. Г. Ашихмин, А. Э. Кухтинский, Д. В. Шустов. – DOI 10.31897/PMI.2020.1.83. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 83–90.

11. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков, А. Я. Давлетбаев, Р. Н. Асмандияров [и др.]. – Текст : электронный // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 65–75. – URL: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12011> (дата обращения: 15.12.2022).

References

1. Rustamov, I. F., Zadorozhny, E. V., Vinokhodov, M. A., Sagitov, D. K., & Shaimardanov, M. N. (2013). Extraction of scattered residual oil stocks in conditions of the developed system of selective water-flooding. *Oilfield Engineering*, (3), pp. 74-79. (In Russian).

2. Khisamutdinov, N. I., Sagitov, D. K., Shaislamov, V. Sh., & Listik, A. R. (2012). Classification of deposits' sectors for geological bodies in formations' deformed structures and standardization of schemes of wells' placement for hydrodynamic modeling. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6), pp. 54-59. (In Russian).
3. Khisamutdinov, N. I., Vladimirov, I. V., Taziev, M. M., Sagitov, D. K., Alekseev, D. L., & Butorin, O. I. (2007) Sposob dobychi nefi na pozdney stadii razrabotki neftyanoy zalezhi, podstilaemoy vodoy. Pat. RF 2299977. Applied: 03.02.05. Published: 27.05.07. (In Russian).
4. Syundyukov, A. V., Khabibullin, G. I., Trofimchuk, A. S., Shaykhatdarov, D. R., & Sagitov, D. K. (2021). Metodika upravleniya zavodneniem na mestorozhdeniyakh s TRIZ. Rossiyskaya neftegazovaya tekhnicheskaya konferentsiya, October, 12-15, 2021. (In Russian). Available at: <https://ru.readkong.com/page/rossiyskaya-neftegazovaya-tehnicheskaya-konferenciya-spe-1181958>
5. Syundyukov, A. V., Khabibullin, G. I., Trofimchuk, A. S., & Sagitov, D. K. (2022). A method for maintaining the optimal geometry of induced fracture by regulating the injection mode on low-permeability reservoirs. *Oil Industry*, (9), pp. 96-99. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-96-99
6. Baykov, V. A., Burakov, I. M., Latypov, I. D., Yakovlev, A. A., & Asmandiyarov, R. N. (2012). Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. *Oil Industry*, (11), pp. 30-33. (In Russian).
7. Borges, M. F., Antunes, F. V., Prates, P. A., Branco, R., & Vojtek, T. (2020). Effect of Young's Modulus on Fatigue Crack Growth. *International Journal of Fatigue*, (132). (In English). Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.105375>
8. Mambetov, Sh. A. (2013). Geomekhanika: uchebnik: v 2 tomakh. Tom 1. Osnovy geomekhaniki. Bishkek, Kyrgyz-Russian Slavic University Publ., 138 p. (In Russian).
9. Salimov, O. V., Girfanov, I. I., Kochetkov, A. V., Ziyatdinov, R. Z., & Morozov, P. G. (2016) The Influence of Thermoelastic Effect on Cracks of Automatic Hydraulic Fracturing in Injection Wells. *Georesources*, 18(1), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.18.1.8
10. Kashnikov, Yu. A., Ashikhmin, S. G., Kukhtinskiy, A. E., & Shustov, D. V. (2020). The relationship of fracture toughness coefficients and geophysical characteristics of rocks of hydrocarbon deposits. *Journal of Mining Institute*, 241, pp. 83-90. (In Russian). DOI: 10.31897/PMI.2020.1.83
11. Baykov, V. A., Davletbaev, A. Ya., Asmandiyarov, R. N., Usmanov, T. S., & Stepanova, Z. Yu. (2011). Special Well Tests to Fractured Water Injection Wells. *Neftegazovoe delo*, (1), pp. 65-75. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/issue/view/issue12011>

Информация об авторах

Information about the authors

Сюндюков Александр Викторович, аспирант, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, axaleiger@mail.ru

Alexander V. Syundyukov, Postgraduate, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, axaleiger@mail.ru

Сагитов Дамир Камбирович,
доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газонефтяных
месторождений, Уфимский госу-
дарственный нефтяной техниче-
ский университет, г. Уфа

Damir K. Sagitov, Doctor of
Engineering, Professor at the Depart-
ment of the Development and Opera-
tion of Oil and Oil-Gas Fields, Ufa
State Petroleum Technical University

Статья поступила в редакцию 13.12.2022; одобрена после рецензирования
01.02.2023; принята к публикации 03.02.2023.

The article was submitted 13.12.2022; approved after reviewing 01.02.2023; accepted
for publication 03.02.2023.