

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-17-26

**Авто-ГРП или «Two-Step-Rate-Test»
для повышения приемистости пластов**

Р. Р. Алекберов^{1, 2*}, А. А. Вольф²

¹ООО «ЭПУ-Сервис», Когалым, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*1a2s3d4f5gw@mail.ru

Аннотация. Разработка низкопроницаемых коллекторов (менее 1 мД) ведется с интенсивным заводнением. Нагнетание агента осуществляется при давлении выше давления гидроразрыва пласта, поэтому практически в каждой скважине, задействованной в проведении данной процедуры, происходит самопроизвольный рост (нагнетания) искусственных трещин в различные направления с разными характеристиками и т. д. Актуальность темы обусловлена новой процедурой, называемой двухэтапным повышением приемистости пластов с использованием нескольких режимов нагнетания, данная технология применяется для определения пробного давления нагнетания жидкости, при котором будет происходить рост трещины. Проблемой данного исследования является повышение приемистости нагнетательной скважины, увеличение добычи по жидкости. Целью и задачами работы является процесс повышения приемистости нагнетательных скважин «ступеньками» (step-rate-test — SRT) на примере Тевлинско-Рускинского месторождения. Момент авто-ГРП определяется именно SRT, а не приемистостью. Способ интерпретации — построение графика. Рассмотрено отличие SRT от 2-SRT, произведена обработка скважины 2-SRT, показаны эффективность применяемого метода, результаты проведения работ.

Ключевые слова: давление нагнетания, приемистость, step-rate-test, Two-Step-Rate-Test

Для цитирования: Алекберов, Р. Р. Авто-ГРП или «Two-Step-Rate-Test» для повышения приемистости пластов / Р. Р. Алекберов, А. А. Вольф. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-4-17-26 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 4. – С. 17–26.

**Waterflood-induced fracture or "Two-Step-Rate-Test"
to improve reservoir injectivity**

Rashit R. Alekberov^{1, 2*}, Albert A. Volf²

¹EPU Service LLC, Kogalym, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*1a2s3d4f5gw@mail.ru

Abstract. Low permeability reservoirs (less than 1 mD) are developed by intensive waterflooding. The agent is injected at pressures higher than the fracturing pressure, so that in almost every well involved in this procedure, there is spontaneous growth (injection) of artificial fractures in different directions with different characteristics, and so on. The relevance of the topic is due to a new procedure called two-stage reservoir injectivity enhancement using multiple injection modes, this technique is used to determine the test fluid injection pressure at which fracture growth will occur. The problem of this study is to increase the injectivity of the injection well in order to increase fluid production. The aim and purpose of the work is the process of increasing the injectivity of injection wells by "steps" (Step-Rate-Test is SRT): a study of the Tevlinsko-Russkinskoye field. The moment of autofracturing is determined by SRT and not by injectivity. The method of interpretation is plotting. The difference between SRT and 2-SRT is considered, the 2-SRT well treatment is carried out, the efficiency of the applied method and the results of the work are presented.

Keywords: discharge pressure, injectivity, step-rate-test, Two-Step-Rate-Test

For citation: Alekberov, R. R., & Volf, A. A. (2023). Waterflood-induced fracture or "Two-Step-Rate-Test" to improve reservoir injectivity. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 17-26. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-17-26

Введение

Еще в начале 1990-х гг. гидроразрыв пласта (ГРП) применялся почти исключительно для низкопроницаемых коллекторов. Большой расход жидкости и слабоконсолидированные коллектора являлись основной проблемой при проведении данной процедуры. Более того, характеристики трещины зачастую основываются на данных, полученных при геофизических исследованиях скважин (ГИС), но ни одно исследование не скажет вам, что эти данные верны на 100 %.

Ключевой прорыв водной фракции, связанный с достижением высокой проницаемости, связан с проведением ГРП на объекте.

Гидроразрыв пласта — это концевой экран, который останавливает латеральный рост трещины и позволяет «увеличить и упаковать» ее в различных интервалах. В результате получаются короткие, но широкие или исключительно широкие трещины. В то время как при традиционном неограниченном росте разлома средний разлом, ширина которого около 0,25 мм, будет считаться нормальным при проведении работ, иногда ожидается ширина в 1 мм или даже больше.

В таких местах, как США и Канада, гидроразрыв пласта может быть применен почти ко всем нефтяным месторождениям.

Контроль количества выноса песка (песок, который изначально находился на забое) на поверхность (после проведения ГРП) можно осуществлять в два совершенно разных подхода, которые в принципе можно выполнять вблизи любой скважины: 1) контроль осуществляется по мере

НКТ (длины насосно-компрессорных труб) при проведении работ по восстановлению забоя; 2) контроль вынесенного песка по объему проходки в зоне перекрытия. Бывает, в борьбе с пескопроявлением помогают бороться различного рода забойные фильтры. «Гравийная набивка», исторически предпочтительный метод заканчивания скважины для устранения выноса песка, является одним из методов в борьбе с пескопроявлением. Эти методы не предотвращают попадание песка, «мигрировавшего» в резервуаре, поэтому мелкие частицы мигрируют и оседают вблизи перфорации или призабойной зоны пласта (ПЗП), вызывая большие эффекты повреждения породы. Производительность скважин прогрессивно ухудшается и часто необратимо. Попытки остановить потерю производительности скважин при увеличении просадки давления часто усугубляют проблему и потенциально могут привести к обрушению ствола скважины. Более надежным подходом является контроль разуплотнения песка (то есть предотвращение миграции песка в источнике-резервуаре).

На самом деле есть три фактора, которые способствуют разуплотнению песка: 1) падение давления и «поток», создаваемый результирующую добычу жидкости; 2) прочность породы и целостность естественной цементации; 3) напряженное состояние пласта.

Параллельно с ГРП применялся еще один метод стимуляции трещин — «ступенчатое нагнетание давления».

После получения первых успешных результатов опробования в середине 1950-х гг. и значительного применения в середине 1980-х гг. «ступенчатый тест на приемистость» (SRT — step rate test) превратился в один из значимых методов оценки и повышения нефтеотдачи пластов, в первую очередь для низкопроницаемых коллекторов, скважин с низкой (отсутствующей) приемистостью в Северной Америке.

К 1993 году 20 % новых нефтяных скважин и 42 % нагнетательных скважин в Соединенных Штатах подвергались данному исследованию и обработке.

Благодаря улучшенным современным возможностям нагнетания и появлению пластов с высокой проницаемостью SRT надежно закрепился как один из основных видов исследования скважин.

SRT находит применение, даже когда рядом находятся водонефтяной и газонефтяной контакт, поскольку рост трещины можно контролировать и вовремя предпринять корректирующие действия.

Философия этого метода основывается на главенствующей общности в конструкции трещины, которая превосходит значение проницаемости коллектора.

Существует значительный потенциал для внедрения и использования SRT в других странах. Подсчитано, что SRT может добавить несколько сотен м³ в сутки из существующих скважин в ряде стран. Обеспечивая

грамотный подход к проведению данного исследования, можно значительно повлиять на общую экономику. Есть два часто встречающихся препятствия для масштабного применения данного исследования: 1) распространено заблуждение, что процесс пока только для коллекторов с низкой проницаемостью (менее 1мД); 2) последнее решение для повышения производительности скважины. Второй вариант несет за собой часто необоснованную критику, якобы нагнетание опасно прорывом водной фракции, газовой шапки. Более серьезной проблемой является то, что использование SRT в качестве стимуляции трещины порой приводит к другим проблемам из-за ряда причин (например, отклонение скважины и неадекватная перфорация), что, в свою очередь, может почти гарантировать неутешительные результаты.

Иногда инженеры в различных компаниях за пределами Северной Америки действительно пробовали проводить SRT, но, к сожалению, не очень часто. SRT представляет собой не слишком затратную операцию с очень малым комплектом оборудования.

Ни одна подобная операция не проводилась в России. Среди областей, где оно применялось широко и массово, следует отметить Северную Америку и шельф в Северном море.

Примерно прикинем: 100 обработок SRT в США на момент написания этой работы стоит менее 100 тыс. долларов. С почти тем же оборудованием и той же сервисной компанией любые другие исследования, например, в Венесуэле или Омане, вероятно, будут стоить не менее 1 млн долларов. От сотен тысяч до миллионов м³/сут закачки, которую мы прогнозируем, предполагаем, что процент существующих скважин, где производилось SRT, приближается к значению в США (около 45 %), а дополнительная закачка в каждую скважину составляет всего 10 % по сравнению с состоянием до проведения манипуляций. Последнее также говорит о том, что все существующие скважины продолжают работать и что SRT приведет к очень достижимому среднему «скину», равному –2. Фактически дополнительная производственная мощность от массивной стимуляции.

Эффект проведения SRT отчасти является важной причиной обводнения продукции скважин. Гидродинамические исследования скважин являются хорошим способом для подтверждения наличия трещин после SRT. Исходя из данных, полученных при проведении SRT, можно отследить динамику роста трещины SRT.

На промысле Тевлинско-Русскинского месторождения удалось установить, что трещина от SRT может достигать в длину более 1 000 м. В данной работе представлены примеры, подтверждающие, что, в случае, если нагнетательная скважина ориентирована перпендикулярно минимальным напряжениям, как и добывающая скважина, рост трещины от нагнета-

тельной скважины до добывающей скважины вызывает обводнение до 95 %. Траектория трещины SRT может быть направлена в любую сторону.

Кроме того, подтверждением влияния трещины может служить ограничение закачки или полная остановка нагнетательной скважины. В этом случае должно произойти снижение обводненности добывающей скважины.

Также имеются исследования, подтверждающие возможность смыкания незакрепленной части трещины при изменении режима работы нагнетательной скважины. Таким образом, путем ограничения закачки и снижения давления на забое можно добиться смыкания трещин SRT.

В зависимости от дельты порового давления траектория развития трещины будет выявлена полем напряжений.

Знание геометрии трещины также иногда помогает при оптимизации системы разработки. Предполагая, куда простернется трещина SRT, можно также сократить количество скважин в рядах нагнетания и максимально сблизить зоны отбора и нагнетания.

Объект исследования

Быстрый прорыв воды в добывающие скважины, как одно из прямых следствий превышения определенного критического давления нагнетания, наблюдался еще в 1945 году. Это критическое давление нагнетания иначе называется давлением разрыва трещины (FFP — Formation Fracture Pressure) и эквивалентно давлению расширения/распространения трещины в различной степени. Ранее проведенные исследования показали, что увеличение трещины будет происходить до тех пор, пока давление нагнетания будет больше давления разрыва трещины. Однако в дополнение к этому иногда происходит неконтролируемое расширение трещины выше/ниже кровли подошвы объекта разработки. Это может привести в первую очередь к преждевременному прорыву закачиваемых жидкостей в добывающие скважины, как следствие, это снизит коэффициент охвата и коэффициент извлечения нефти [1].

С другой стороны, закачка жидкостей с давлением намного ниже FFP может привести к невыполнению плана по закачке жидкости и уменьшению объемов добычи. Поэтому оценка FFP имеет важное значение при проведении исследований образования и развития трещин. В течение нескольких лет для определения FFP используется метод ступенчатого (пошагового) нагнетания жидкости с определенным значением давления нагнетания — SRT.

Метод исследования

Для того чтобы качественно выполнить определение FFP из SRT, достаточно ступенчато нагнетать жидкость при четырех режимах (рис. 1) [2].

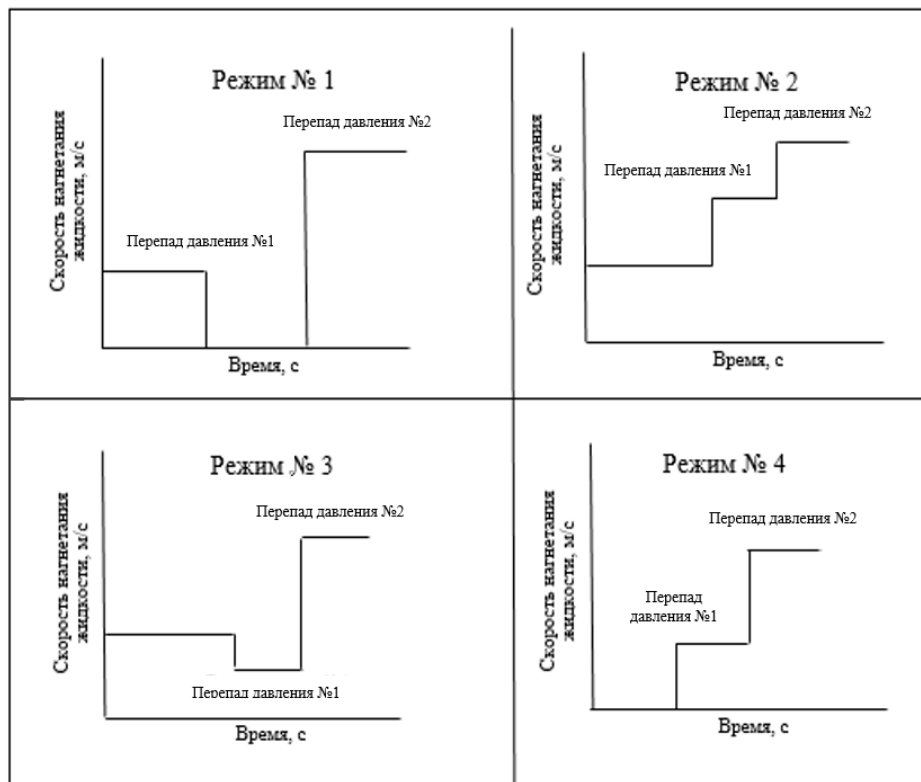


Рис. 1. Схемы проведения SRT при различных режимах

Режим 1. Нагнетательная скважина остановлена. Производится запуск с нагнетанием при высокой постоянной скорости с превышением FFP (давление разрыва трещины).

Режим 2. Нагнетательная скважина в работе. Увеличивается давление нагнетания, например, с помощью одной ЦА-320, превышая давление разрыва трещины.

Режим 3. Нагнетательная скважина в работе. Уменьшается давление закачки до определенного давления (как правило, на 40 % меньше от текущего), и в какой-то момент времени производятся 2 резких скачка давления с помощью ЦА-320 [2].

Режим 4. Нагнетательная скважина останавливается до стабилизации давления. Далее производится запуск со ступенчатым нагнетанием. При этом скорость закачки для SRT выбирают таким образом, чтобы давление нагнетания превышало FFP на начальном этапе. Необходимым условием этого режима является поддержание постоянных значений скорости закачки, частоты шагов и интенсивности давления до и во время каждого шага.

Отметим, что для получения максимального эффекта время проведения каждого шага нагнетания давления должно быть достаточно продол-

жительным. В среднем время для проведения каждого нагнетания давления составляет порядка 150–160 мин.

Обсуждение

Для определения FFP предлагается новая усовершенствованная процедура тестирования — Two-Step-Rate-Test (2-SRT), при проведении которой требуются только два резких скачка давления в течение определенного промежутка времени. В отличие от обычного SRT, 2-SRT проводится с помощью увеличенного числа режимов обработки, что, в свою очередь, повышает эффективность работы. Аналогично обычному SRT, 2-SRT можно также провести 4 разными режимами. Для каждого режима скважина либо закрывается, либо эксплуатируется с непрерывной закачкой и стабилизированным давлением нагнетания. В любом случае стабилизированное давление перед 2-SRT должно быть ниже давления разрыва трещины. Скорость и время стабилизации давления во все временные промежутки должны быть четко зафиксированы и отражены в соответствующей документации.

Для определения FFP получаемые в результате проведения 2-SRT данные об изменении давления нагнетания в разные промежутки времени анализируются по методике Агарвала с применением метода суперпозиции [3].

Необходимый состав бригады для проведения 2-SRT определяется узким кругом лиц. Экипаж может состоять от 1 до 3 человек, в зависимости от количества насосных агрегатов и дополнительных единиц техники на месте. Многие из этих людей обучены осуществлять несколько видов деятельности, таких как вождение грузовиков, подключение оборудования, а также установка и обслуживание контрольно-измерительных приборов [4].

В дополнение к обучению на каждой единице оборудования, на котором они будут работать, каждый член бригады для проведения 2-SRT должен быть осведомлен с характеристикой объекта, на котором будет проводиться обработка, также не стоит забывать про планирование расстановки техники и т. д. [5].

Результат

Рассмотрим процесс проведения 2-SRT на примере опытно-промышленных работ на объекте БС10(1) + БС10(2) Тевлинско-Русскинского месторождения на исследуемой нагнетательной скважине № 250. По результатам исследований средняя эффективная мощность объекта составляет 8,3 м, а коэффициент проницаемости — 86,7 мД. Длина трещины, согласно ГИС, на скв. № 250 составила порядка 39,7 м (рис. 2). Скважина эксплуатировалась с начальным дебитом закачки жидкости 180 м³/сут. С течением времени (6 месяцев) произошло снижение дебита, согласно расходомеру, установленному на устье, до 130 м³/сут. Был произведен комплекс мероприятий по определению причин снижения дебита (ревизия штуцера, запорной арматуры, определение приемистости от передвижного агрегата ЦА-320 и т. д.). Закачка жидкости в скважину не осуществлялась в течение

7 дней. Приемистость скважины перед остановкой составляла 130 м³/сут, данный дебит подтвердился при проведении комплекса мероприятий по определению причин снижения дебита. Был согласован для опробования обработки ПЗП 2-SRT (режим 4) ввиду большей целесообразности. Произвели двухчасовое нагнетание жидкости при высоком давлении, затем, после отстоя в пределах 8 ч, произвели запуск скважины, открыв закачку на блоке-гребенке и устье скважины с дальнейшим ожиданием заполнения ствола и определением приемистости после обработки, приемистость составила 180 м³/сут. По вновь проведенным ГИС (см. рис. 2) удалось определить, что длина трещины увеличилась в конечном итоге до 48,8 м.

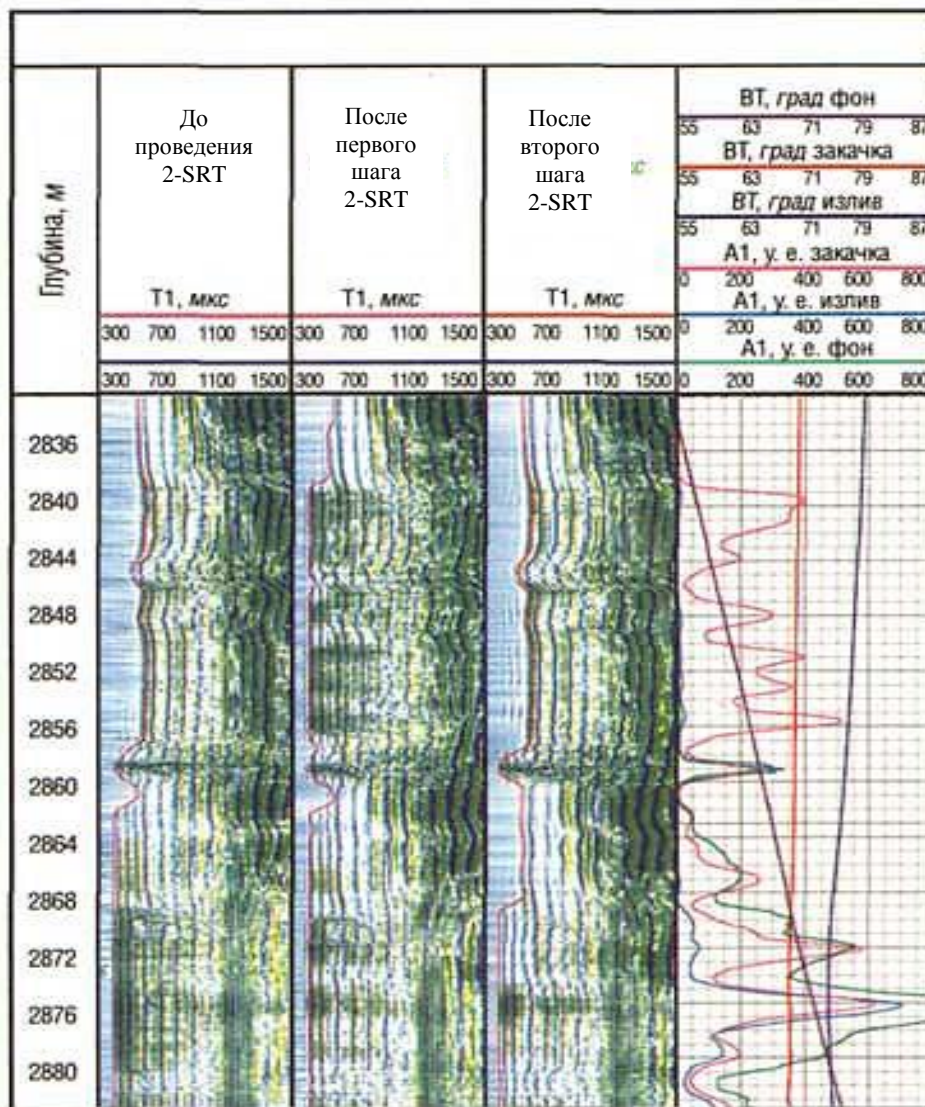


Рис. 2. ГИС по скв. № 250

На рисунке 3 изображена зависимость давления (при нагнетании) от времени. На графике видно, как происходит увеличение трещины.

Точка перелома (расширения) была отмечена в точке 15,7 МПа, она также должна соответствовать FFP (давлению разрыва трещины).

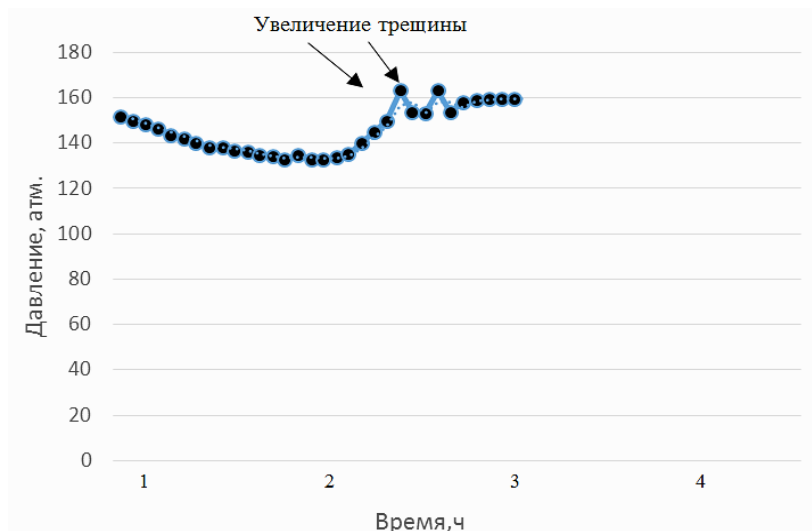


Рис. 3. Давление в скважине в зависимости от времени при проведении Two-Step-Rate-Test

Выводы

1. Произведена обработка скважины 2-SRT (режим 4), эффективность метода подтверждается увеличением количества закачиваемой жидкости и, как следствие, увеличением добычи жидкости.

2. Удалось увеличить количество обработок скважин и повысить производительность скважин с помощью 2-SRT. Аналогично обычному SRT, 2-SRT можно также провести 4 разными режимами.

3. В данной работе предлагается новая усовершенствованная процедура стимуляции пласта и трещин в данном объекте разработки — Two-Step-Rate-Test (2-SRT), при проведении которой требуются только два резких скачка давления в течение определенного промежутка времени, что, в свою очередь, снижает количество обработок кратно.

Список источников

1. Справочный материал по добыче нефти / Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1974. – 520 с. – Текст : непосредственный.

2. Nolte, K. G. Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis / K. G. Nolte. – DOI 10.2118/10911-PA. – Direct text // SPE Production Engineering. – 1988. – Vol. 30, Issue 01. – P. 22–30.

3. Lacy, L. L. New Step-Rate Test Analysis for Fracture Evaluation / L. L. Lacy, H. G. Hudson. – Text : electronic // Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, March, 1995. – URL: <https://doi.org/10.2118/29591-MS>.
4. Хагурт, Дж. Моделирование распространения трещины / Дж. Хагурт, Б. Д. Уэзерилл, А. Сеттари. – 1980. – 310 с. – Текст : непосредственный.
5. Сингх, П. Two-Step-Rate-Test : новая процедура для определение давления раскрытия трещины / П. Сингх, Р. Г. Агарвал. – Текст : непосредственный // SPE. – 1990. – С. 25–50.

References

1. Gimatudinov, Sh. K. (Ed.) (1974). Spravochnyy material po dobyche nefiti. Moscow, Nedra Publ., 520 p. (In Russian).
2. Nolte, K. G. (1988). Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis. SPE Production Engineering, 30(01), pp. 22-30. (In English). DOI: 10.2118/10911-PA
3. Lacy, L. L., & Hudson, H. G. (1995). New Step-Rate Test Analysis for Fracture Evaluation. Low Permeability Reservoirs Symposium, Denver, Colorado, March, 1995. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/29591-MS>
4. Hagurt, J., Wetherill, B. D., & Settari, A. (1980). Modeling of crack propagation. 310 p. (In Russian).
5. Singh, P., & Agarwal, R. G. (1990). Two-Step Rate Test: A New Procedure for Determination of Fracture Opening Pressure. SPE, pp. 25-50. (In Russian).

Информация об авторах

Алекберов Рашид Расимович, инженер-технолог, ООО «ЭПУ-Сервис», г. Когалым, магистрант, соискатель к. т. н., Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 1a2s3d4f5gw@mail.ru

Вольф Альберт Альбертович, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Rashit R. Alekberov, Process Engineer, EPU Service LLC, Kogalym, Master's Student, Applicant Candidate of Engineering, Industrial University of Tyumen, 1a2s3d4f5gw@mail.ru

Albert A. Volf, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 04.07.2023; одобрена после рецензирования 10.07.2023; принята к публикации 13.07.2023.

The article was submitted 04.07.2023; approved after reviewing 10.07.2023; accepted for publication 13.07.2023.