

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.58-71>

EDN SBDUOW

УДК 622.276.6

Отслеживание эффекта образования повышенной упаковки трещины в скважинах месторождения имени А. Усольцева

¹Пызыков В.Ф., ²Сохошко С.К.

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Когалым, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Monitoring of the generation the effect of screenout in the wells of Usoltsev oilfield

¹V.F. Pyzykov, ²S.K. Sohoshko

¹LLC «LUKOIL-Engineering», Kogalym, Russia

²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

Аннотация. Сложный рост трещины во время процесса гидравлического разрыва предопределяет технологические осложнения с точки зрения размещения проппанта. Одним из последствий может стать образование повышенной упаковки проппанта в конце трещины. В процессе этого образования закачка может быть продолжена еще некоторое время с сопровождающимся преждевременным выпадением проппанта и остановкой распространения трещины. Распространена практика искусственного применения данного процесса, когда обдуманно останавливается рост трещины, а за счет увеличения её раскрытия добывается большая проводимость.

Ключевые слова: мгновенное давление остановки закачки, эффект полного упаковывания трещины, безразмерная проводимость трещины

Для цитирования: Пызыков В.Ф., Сохошко С.К. Отслеживание эффекта образования повышенной упаковки трещины в скважинах месторождения имени А. Усольцева // Нефтяная провинция.-2023.-№1(33).-С.58-71. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.58-71>. - EDN SBDUOW

Abstract. Tricky growth of crack during the hydraulic fracturing process predetermines technological complications in terms of proppant placement. One of the consequences may be the generation the effect of screenout at the end of the crack. In the process of this generation, the injection can be continued for some time with the accompanying early the proppant fallout

and the crack propagation stopping. The practice of artificial application of this process is widespread, when the crack growth is specially stopped. By increasing the crack width, the conductivity increases.

Keywords: *instantaneous shut-in pressure, the effect of screenout, dimensionless fracture conductivity*

For citation: V.F.Pyzykov, S.K. Sohoshko Otslezhivaniye effekta obrazovaniya povyshennoy upakovki treshchiny v skvazhinakh mestorozhdeniya imeni A. Usol'tseva [Monitoring of the generation the effect of screenout in the wells of the A. Usoltsev oilfield]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(33), 2023. pp. 58-71. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.1.58-71>. EDN SBDOUOW (in Russian)

Часто причиной преждевременного выпадения расклинивающего агента из жидкости гидроразрыва является «извилистость» или одновременное распространение трещин (мультитрещиноватость) в дальней зоне. Трещины вырастают более короткие, так как проппант должен распределяться между несколькими трещинами. Длина трещины убывает по мере того, как число одновременно растущих трещин увеличивается. В процессе гидравлического разрыва возникают более высокие давления вследствие возникновения концевых эффектов, вызванных зоной упругой деформации пород вокруг кончика каждой из трещин [1].

Рост давления закачки предшествует эффекту образования повышенной упаковки проппанта. Другим условием, влияющим на эффективность упаковки, является время смыкания – это то время, в течение которого жидкость полностью просачивается из трещины в пласт, и поверхности трещины смыкаются.

Для оценки значения давления смыкания, или *минимального горизонтального напряжения* на определенной глубине, используют формулу Итона [2]:

$$P_{cl} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - P_p) + P_p, \quad (1)$$

где ν – коэффициент Пуассона; P_p – среднее пластовое давление, МПа; S_v – это сила, оказываемая весом перекрывающих горных пород на единицу площади. Для расчёта S_v необходимы корректные значения плотности всех

слагающих пород, получаемые после записи плотностного каротажа. Формально, S_v – это интеграл плотности пород, перекрывающих пласт-коллектор, и при отсутствии плотностного каротажа вычисляется умножением градиента вертикального напряжения на среднюю глубину залегания продуктивного горизонта. На месторождениях Западной Сибири данный градиент изменяется от 0,014 до 0,017 МПа/м. Следует отметить, что значение давления смыкания P_{cl} , исходя из формулы 1, является функцией пластового давления и будет уменьшаться с истощением пластовой энергетике. Описанный способ для оценки давления смыкания целесообразно использовать, когда не проводится мини-ГРП (информационный ГРП).

На практике по записи давления и скорости закачки во время операции мини-ГРП делают оценку эффективности фильтрации или утечки жидкости, текущего пластового давления в районе скважины, потерь давления на трение, давления смыкания и мгновенного давления остановки закачки (МДОЗ).

Важный параметр, эффективное давление P_n – это давление, открывающее трещину и вызывающее её распространение. Фактическое эффективное давление P_n вычисляется прибавлением гидростатического давления, вычитанием всех источников трения, определяемое как МДОЗ (P_{isip}), и затем вычитанием давления смыкания трещины. Другими словами, эффективное давление, представляет собой разницу между давлением внутри трещины и требуемым давлением разрыва.

$$P_n = P_{isip} - P_{cl} \quad (2)$$

Резкое падение давления закачки на устье, наблюдаемое при МДОЗ вызывается исключением совокупности эффектов трения на перфорации, в призабойной зоне и в стволе скважины. Резкое же изменение давления на забое (или в подвеске без пакера), регистрируемое как МДОЗ, отражает сумму трения на перфорации и в призабойной зоне пласта. Считается что

МДОЗ – это надёжный способ для определения давления на забое как фактического давления ГРП, так как при остановке закачки давление на поверхности не подвержено потерям на трение.

Рассмотрим полученную корреляцию МДОЗ при мини- и основном ГРП по данным 345 скважин, эксплуатирующие пласты Ач₂₋₆ месторождения имени А. Усольцева (Рис. 1). МДОЗ, измеренное в конце основного ГРП при средней закачанной массе пропанта 55 т в среднем на 2 МПа больше, чем измеренное при информационном ГРП (мини-ГРП). Данное различие может быть объяснено тем, что при основном ГРП объем закачанного пропанта в разы больше, чем при мини-ГРП, что в результате приводит к увеличенным напряжениям, возникающим на стенках трещин [3].

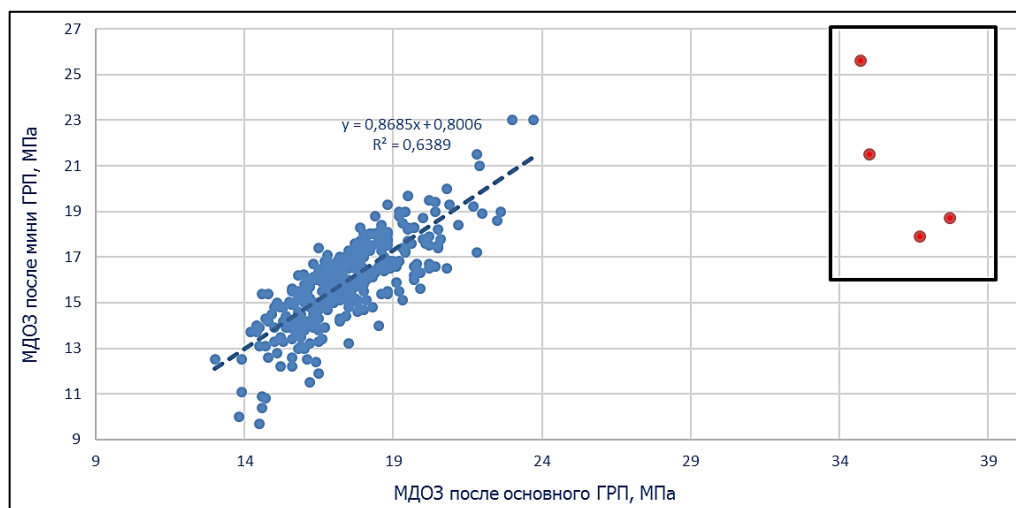


Рис. 1. Корреляция мгновенного давления при остановке насосов после мини и основного ГРП по скважинам месторождения имени А. Усольцева

Отдельно можно рассмотреть группу скважин (Рис. 1, выделены красным цветом), процесс завершения ГРП в которых проходит при сравнительно высоких поверхностных давлениях от 45 до 60 МПа. Данный диапазон давлений считается предаварийным, приводящим к преждевременному завершению процесса. Одним из объяснений появления дополнительного давления в пласте на завершающей стадии закачки и отбиваемое по результату гидравлического удара является возникновение и рост множественные трещины [1]. Ветвление гидравлической трещины может возникнуть везде,

где она пересекает естественную трещину. Этот процесс самоусиливающийся, так как распространение множественных трещин стремится поднять эффективное давление в трещине.

С другой стороны, в предположении, что скорость нагнетания превышает скорость утечки в пласт, продолжение нагнетания приводит к расширению одной магистральной трещины. Для отдельных геологических условий объем трещины является ограниченным. Рабочее давление в большинстве случаев увеличивается, потому что, чем больше объем закачки, тем труднее разместить жидкость и проппант в созданной трещине. Опыт работ в поле говорит о том, что на подобный процесс крайне сложно воздействовать, или даже заметить [2].

Далее представлены поведения кривых давлений (Рис. 2), при обработке низкопроницаемого пласта Ач₄ в скв. №2172. Первая кривая давления соответствует первому двухэтапному ГРП, заключающему во временной остановке процесса до 100 минут и потом в повторном его возобновлении. Темп закачки сохранялся на уровне 3,4 м³/мин, максимальная достигнутая концентрация 1000 кг/м³. Второй подход состоялся через 11 месяцев для которого была увеличена масса проппанта до 80 т с расходом 3,4 м³/мин и максимальной концентрацией 1100 кг/м³. Отмечается усиливающейся вероятностью срабатывания датчиков превышения допустимого значения на завершающей стадии повторного ГРП. Рост давления в трещине явился следствием сложного роста трещины, предопределившего технологическое осложнение с точки зрения размещения проппанта.

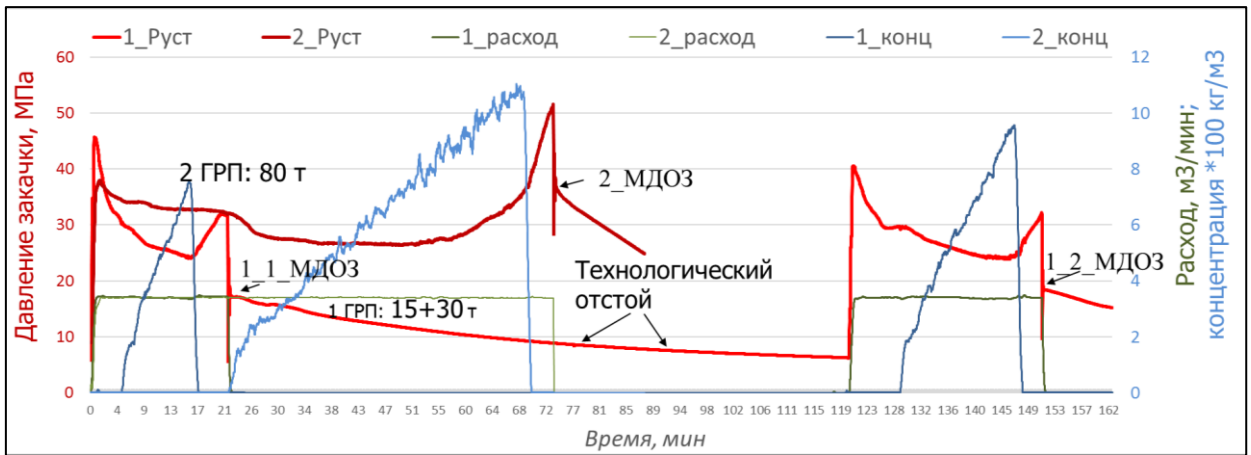


Рис.2. Результаты обработки скв. № 2172 месторождения имени А. Усольцева

Механизм формирования трещины с перемычкой, приведшей к увеличению концентрации проппанта в ограниченном объеме трещины, в разрезе представленной скважины, можно представить следующим образом. Распространение трещины в длину контролируется с закреплением его проппантом до определенной глубины [4]. Благодаря фильтрационным утечкам, концентрация проппанта возрастает на фронте закачки, что приводит к образованию проппантной пробки (Рис. 3, А). Песконесущая жидкость продолжает нагнетаться, растёт эффективное давление, трещина расширяется (Рис. 3, В). Дальнейшая утечка жидкости в пласт образует проппантную упаковку, которая заполняет трещину полностью по всему сформированному объему (Рис. 3, С).

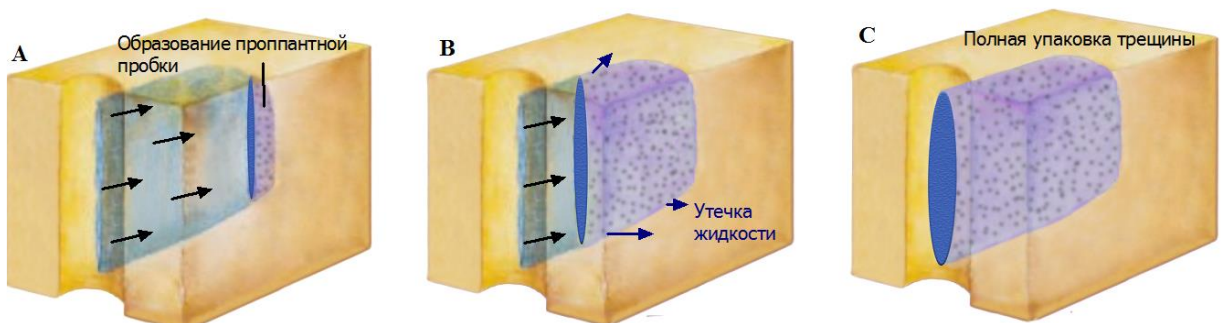


Рис. 3. Представление о формировании трещины на завершающей стадии закачки

Эффект полного упаковывания приводит к росту концентрации расклинивающим агентом от конца трещины до призабойной зоны скважины. Высокая концентрация проппанта на конце трещины запаковывает и ограничивает её дальнейший рост в горизонтальном направлении (Рис. 4,

справа). Увеличенное межзерновое пространство приводит к большей поддерживающей ширине, что подразумевает увеличение проводимости трещины.

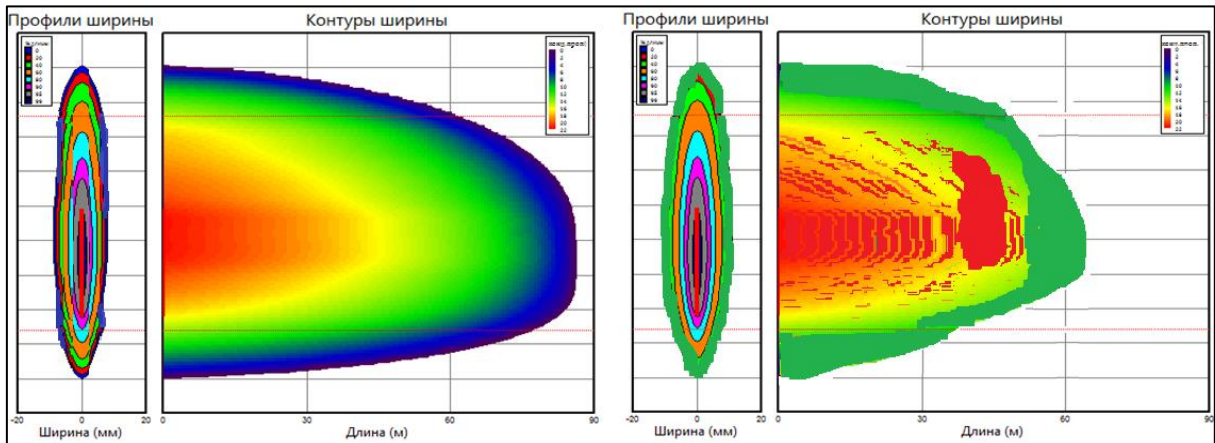


Рис. 4. Концентрация пропанта ($\text{кг}/\text{м}^2$) при формировании трещины без и с повышенной упаковкой

На практике метод полной упаковки трещины, или, другими словами, преднамеренного продавливания расклинивающего агента используют, несмотря на высокий риск преждевременной остановки закачки, для освоения скважин со средне- и высокопроницаемыми пластами. Создание трещины и остановка её роста сопровождаются нагнетанием относительно небольшой «подушки» и смеси с концентрацией $120\text{-}480 \text{ кг}/\text{м}^3$. Когда рост трещины остановлен, дальнейшее нагнетание приводит к «раздуванию» трещины. При этом возможна подачи смеси с более высокой концентрацией $1200\text{ – }1920 \text{ кг}/\text{м}^3$. Ближе к концу операции темп закачки снижают (одновременно с открытием затрубного пространства) для уплотнения пропанта в призабойной зоне [2]. Считается, что данный метод хорош для улучшения коллекторских свойств в призабойной зоне, как средство увеличения эффективного радиуса скважины. Указывается и на более равномерное распределение напряжений по упаковке пропанта [5].

Имеется опыт использования описываемого метода в Западной Сибири на Муравленковском и Сугмутском месторождениях [4]. Авторами [4, 5], на основе моделирования, указывается на возможность создания

трещин с раскрытием до 15 мм и на увеличение производительности до 30 % в случае получения трещин такой ширины.

Для того, чтобы оценить продуктивность скважины, в том числе с трещиной, полностью упакованной пропантом, используется зависимость безразмерной проводимости и коэффициента вскрытия пласта трещиной ГРП (при варьировании параметров пласта и трещины ГРП).

Безразмерная проводимость трещины F_{cd} , как меру относительной легкости, с которой флюиды текут внутри трещины, в сравнении со способностью отдавать флюиды внутрь этой трещины, в данном случае можно выразить как:

$$F_{cd} = \frac{K_f * W_f}{K * X_f}, \quad (3)$$

где K_f – проницаемость трещины, мкм²; W_f – закрепленная ширина трещины, м; K – проницаемость пласта, мкм², X_f – закрепленная длина трещины м. Представленная формула (3) показывает, что упаковка трещины, выполненная в коллекторе с высокой проницаемостью, с агрессивным подходом для размещения расклинивающего агента, позволит эффективнее работать трещине. Проще безразмерную проводимость, как параметр влияющий на дебит после ГРП, можно охарактеризовать отношением продуктивности трещины к продуктивности коллектора. Для повышенной упаковки, с короткой трещиной, увеличение безразмерной проводимости целесообразно до значения 10, после которого продуктивность скважины будет ограничиваться коллекторскими возможностями пласта [4].

Коэффициент вскрытия пласта трещиной I_x определяет соотношение между основными геометрическими размерами областей фильтрации – полудлиной трещины X_f и радиусом контура питания X_e :

$$I_x = \frac{2X_f}{X_e} \quad (4)$$

Получена зависимость безразмерного коэффициента продуктивности от безразмерной проводимости и коэффициента вскрытия пласта трещиной

ГРП, при варьировании параметров пласта и трещины ГРП [6]. Существуют и другие эквивалентные выражения описания безразмерного коэффициента продуктивности [7], указывающие на достижение максимальной эффективности при F_{cd} около 1,8.

Для того, что установить оптимальный компромисс между длиной трещины и ее шириной введён еще один параметр, число проппанта N_p [2], предназначенный для оперирования этими ограничениями.

$$N_p = I_x^2 * F_{cd} = \frac{4 * X_f^2 * K_f * W_f}{X_e^2 * K * X_f} = \frac{2K_f}{K} * \frac{V_{prop}}{V_{res}}, \quad (5)$$

где V_{prop} – расклиненный объем в продуктивном пласте, м³; V_{res} – дренируемый объем в продуктивном пласте, м³.

Следующий параметр, безразмерный индекс продуктивности J_d , является показателем эффективности проведения ГРП и рассматривается как функция геометрии области дренирования и параметров трещины. Поскольку заданное число проппанта представляет фиксированный объем проппанта, достигающего продуктивного горизонта, то наилучший компромисс между длиной и шириной достигается при безразмерной проводимости трещины, расположенной в районе пика отдельных кривых. В пластах высокой проницаемости (выше $50 * 10^{-3}$ мкм²) практически невозможно достигнуть числа проппанта больше 0,1. С увеличением числа проппанта оптимальный компромисс соответствует большим значениям безразмерной проводимости (Рис. 5, слева). Большая длина трещины стремится увеличить дренируемый объем пласта с возрастанием числа проппанта (Рис. 5, справа).

Для расчета коэффициента продуктивности K_{prod} через безразмерный индекс продуктивности J_d используют формулу Дарси:

$$K_{prod} = \frac{K * h}{18.41 * B * \mu} * J_d, \quad (6)$$

где h – эффективная толщина пласта, м; K – коэффициент проницаемости, мкм²; B – объемный коэффициент м³/м³, μ – вязкость флюида, сПз.

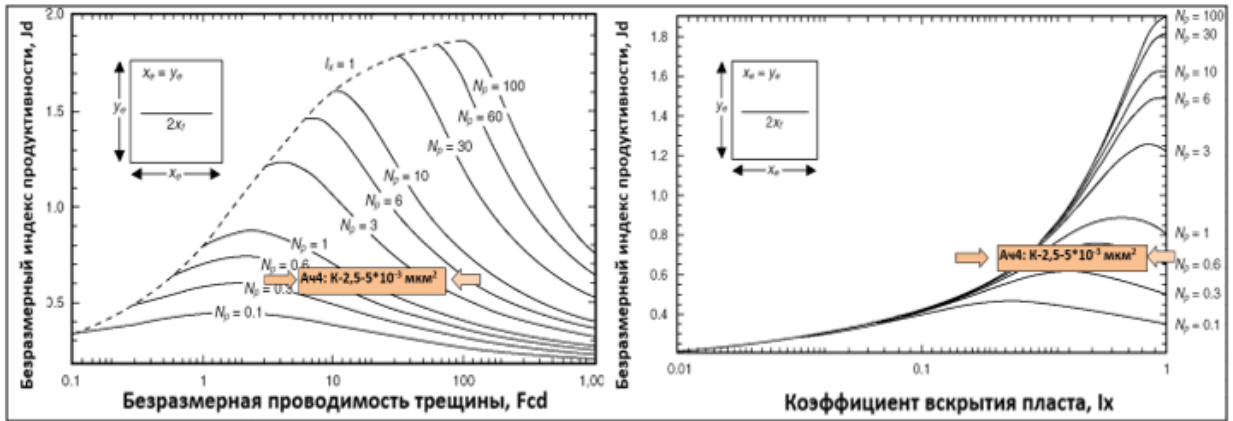


Рис. 5. Безразмерный индекс продуктивности как функция безразмерной проводимости трещины (слева) и как функция коэффициента вскрытия (справа) [2]

Так как прямое наблюдение процесса формирования трещины технически не представляется возможным, для доказательства и оценки степени влияния полной упаковки могут быть применены методы статистики. По скважинам, которые освоены на ачимовские отложения месторождения имени А. Усольцева, накоплены геолого-промысловые данные, которые позволяют качественно оценивать влияние отдельных параметров на продуктивность работы. Основным показателем успешности является продуктивность, которая должна быть не меньше, чем в скважинах, находящимся в схожих геологических условиях.

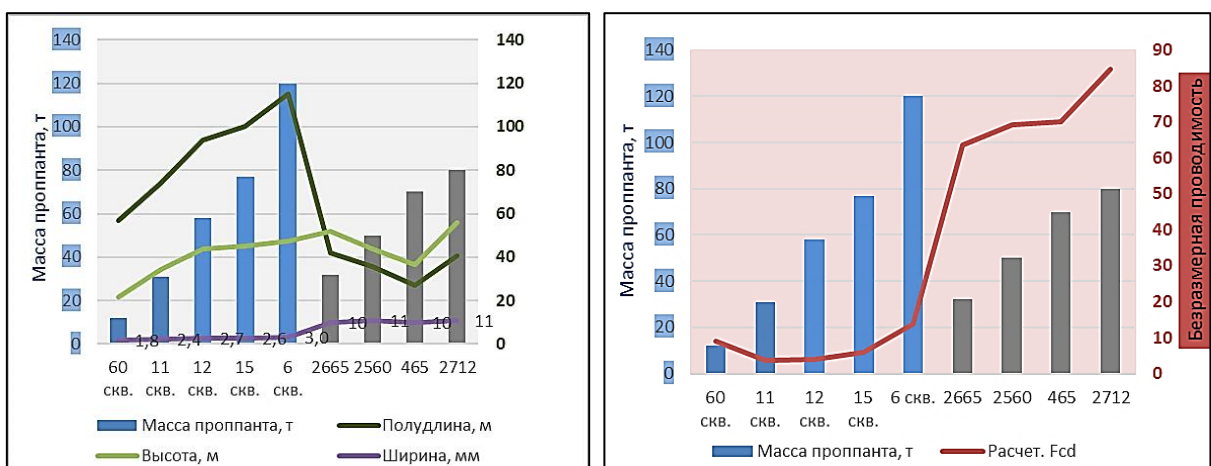


Рис. 6. Осредненные значения геометрии трещины (слева) и безразмерной проводимости (справа) от массы закачанного проппанта

Для анализа эффективности взяты 4 скважины, с признаками полной упаковки трещины, а значит обладающие большей шириной трещины, чем

остальные скважины окружения (Рис. 6, слева). Для сравнения на графиках по группам представлены окружающие скважины, отсортированные по массе закачанного проппанта. По ранее представленной формуле 3 рассчитана бесконечная проводимость, показывающая кратное увеличение данного параметра в скважинах с полной упаковкой трещины (Рис. 6, справа).

Перед оценкой продуктивности, необходимо привести основные геологические характеристики обрабатываемого пласта Ач₄. Эффективная толщина и проницаемость, представленные на графике (Рис. 7, слева) изменяются от 3 до 8 м и от 0,7 до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм², соответственно.

Результаты эксплуатации скважин месторождения имени А. Усольцева, характеризующиеся ухудшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами, в которых отмечается наличие полной упаковки трещины, с непреднамеренным завершением процесса закачки проппанта, указывают на более низкую продуктивность (Рис. 7, справа), чем в других скважинах, находящимся в схожих геологических условиях.

Очевидно, для скважин с низкопроницаемыми коллекторами эффективны трещины большой длины. С другой стороны, коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины.

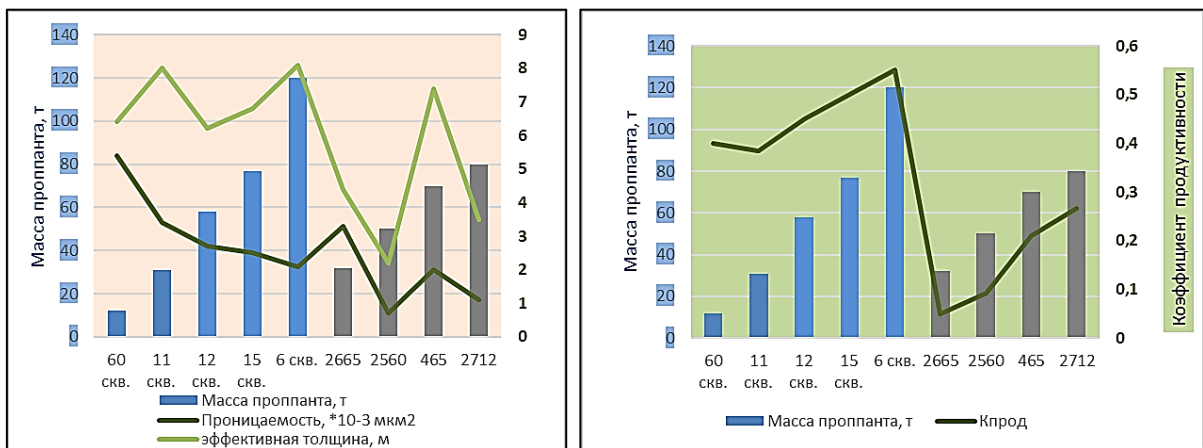


Рис.7. Зависимость значений проницаемости (слева) и коэффициента продуктивности (справа) от массы закачанного проппанта

Выводы

1. Среди факторов, влияющих на процесс ГРП, наиболее важным является давление смыкания трещины, которое также называется минимальным напряжением породы в массиве. Давление смыкания лежит в основе всего анализа трещины и, в частности, анализа спада давления. Оно также используется для выбора расклинивающего наполнителя. В случае неправильного определения давления смыкания трещины можно неверно определить эффективность жидкости разрыва, что может привести к сбою в работе и в итоге к снижению добычи нефти [8].
2. Одной из версий образования повышенной упаковки является появление множественных трещин, в результате чего трещины вырастают более короткие. В процессе гидроразрыва возникают более высокие давления вследствие возникновения концевых эффектов, вызванных зоной упругой деформации пород вокруг кончика каждой из трещин. По другой версии процесс образования перемычки и повышенной упаковки проппанта происходит в конце одной магистральной трещины. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует ее росту в длину.
3. В отличие от традиционной технологии гидравлического разрыва, с применением метода полной упаковки предотвращается нежелательное расширение трещины после прекращения закачки. Вместе с тем, образование повышенной упаковки проппанта сопровождается возрастанием эффективного давления с раздуванием трещины и существенно увеличивает вероятность серьезного осложнения.
4. Низкая эффективность скважин месторождения имени А. Усольцева с предполагаемой полной упаковкой трещины, может быть объяснена следующим. Множественные трещины, в процессе их зарождения на определенном этапе, вырастают более короткие, так как флюид и проппант должны распределяться между несколькими ними. Общая толщина всех

трещин, сложенных вместе, больше, чем одиночной трещины, что приводит к более высокой концентрации проппанта в пристволенной зоне [1]. Несмотря на высокую концентрацию проппанта, пристволенная проводимость будет ниже, чем для одиночной трещины, так как более узкие трещины более склонны к вдавливанию проппанта и ухудшению остатками геля.

5. Когда рост множественных трещин обусловлен главным образом пластовыми условиями, очень трудно минимизировать их одновременное распространение. Тем не менее применяются многочисленные способы, позволяющие уменьшить их число, в условиях развития мультитрещиноватости по высокому давлению. Рекомендовано проведение тест-закачки с калибровкой кривой спада давления, в частности для интервалов разреза с развитой естественной трещиноватостью [9].

Список литературы

1. Салимов О.В. Влияние множественных трещин в дальней зоне на успешность операций гидроразрыва пластов // Нефтепромысловое дело. 2010. № 10. С.24-27.
2. Экономидис М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / Пер. с англ. А. Корнилов, И. Вафин – М.: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
3. Главнов Н.Г. Оценка влияния пластового давления на давление смыкания трещины // Казанская наука. 2010. № 9. С. 1004–1007.
4. Губский А.Л. Технология концевого экранирования на месторождениях Западной Сибири // Нефтегазовое обозрение. Осень 2000. С.4-9.
5. Фам М.К. Применение технологии концевого экранирования при проведении гидроразрыва пласта для увеличения производительности скважин // Конференция: Проблемы геологии и освоения недр. Статья в сборнике трудов конференции. 2012. С. 151-153.
6. Пестриков А.В. Использование метода размерностей для решения класса задач о притоке к трещине ГРП // Труды российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2010. № 4. С. 34-38.
7. Морозов П.Е. Псевдоскин-фактор и оптимальная проводимость трещины гидроразрыва в круговом пласте // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 74-77.
8. Венг Ксиаовей. Способ определения давления смыкания трещины подземного пласта (варианты) // Патент на изобретение. Номер патента: RU 2270335 С2. Дата публикации: 20.02.2006.
9. Фаттахов И.Г. Оценка рисков проведения гидроразрыва пласта в скважинах для ряда значений зенитного угла ствола скважины на основе статистического анализа // Нефтепромысловое дело. 2022. № 2. С.31-36.

References

1. Salimov O.V. Effect of multiple cracks of far fields on deposit hydrfracture success // Oil-field engineering, 2010, Issue 10, P. 24-27. (in Russian).
2. Economides, M. Unified Fracture Design / M.J. Economides, R. Oligney, P. Valko // Orsa Press, Alvin, Texas, 2002.
3. Glavnov N.G. Estimates of the pore pressure influence on the closure pressure // Kazan science, 2010, Issue 9, P. 1004-1007. (in Russian).
4. Gubskiy A.L. Technology of end screening in the fields of Western Siberia // Oil and gas review. Autumn 2000. P. 4-9. (in Russian).
5. Fam M.K. Application of end screening technology during hydraulic fracturing to increase well productivity // Conference: Problems of geology and development of resources. Collection of articles of the conference, 2012, P. 151-153. (in Russian).
6. Pestrikov A.V. Applying method of dimensionalities to solve problems of inflow to fractures under hydrofracturing // Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2010, Issue 4, P. 34-38. (in Russian).
7. Morozov P.E. pseudo-skin factor and optimal conductivity of a hydraulic fracture in a circular reservoir // Oil-industry, 2019, Issue 3, P. 74-77. (in Russian).
8. Veng Ksiaovej. Method for underground formation crack closing pressure determination (variants) // Patents of invention // RU 2270335 C2, 20.02.2006. Application: № 2004106160/03, 19.07.2002.
9. Fattakhov I.G. Estimation of hydraulic fracturing risks, performed in wells for a set of the zenith angle values of a wellbore based on the statistical analysis // Oilfield engineering, 2022, Issue 2, P. 31-36. (in Russian).

Сведения об авторах

Пызыков Владимир Федорович, инженер первой категории отдела инженерного сопровождения гидравлического разрыва пласта ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Россия, 628481, г. Когалым, ул. Центральная, 19.
E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

Сохошко Сергей Константинович, профессор, доктор технических наук, Тюменский Индустриальный Университет, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70
E-mail: Sohoshkosk@tyuiu.ru

Authors

V.F. Pyzykov, engineer of the first category of the department of engineering support of hydraulic fracturing. LLC «LUKOIL-Engineering»
19, Central st., Kogalym, 628481, Russian Federation
E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

S.K. Sohoshko, Professor, Doctor of Technical Sciences, Tyumen Industrial University, Department of development and operation of Oil and Gas Fields
70, Melnikaite st., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: Sohoshkosk@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 25.01.2023

Принята к публикации 20.03.2023

Опубликована 30.03.2023