

DOI 10.25689/NP.2018.1.54-78

УДК 622.276.66+550.832

## **ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА**

<sup>1</sup>Салимов О.В., <sup>2</sup>Салимов В.Г.

<sup>1</sup>Институт «ТатНИПИнефть»,

<sup>2</sup>Волго-Камское региональное отделение РАН

## **ASPECTS OF HYDRAULIC FRACTURE PROPAGATION IN TATARSTAN FIELDS**

<sup>1</sup>Salimov O.V., <sup>2</sup>Salimov V.G.

<sup>1</sup>TatNIPIneft Institute

<sup>2</sup>Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

**E-mail: salimov@tatnipi.ru**

**Аннотация.** Проанализированы опубликованные материалы по микросейсмическому мониторингу гидравлического разрыва пласта в Татарстане. Проведено сравнение с результатами зарубежных и отечественных исследований в других регионах.

Сделаны следующие выводы:

1. Поле горизонтальных напряжений на глубинах 1400 – 1700 м практически изотропно.
2. В этих условиях техногенные трещины будут развиваться по направлениям естественных трещин, образуя зону трещиноватости.
3. Расширение зоны трещиноватости продолжается и после прекращения закачки жидкости в скважину.
4. В дальнейшем необходимо проводить микросейсмический мониторинг с целью калибровки показателя сложного напластования и критического напряжения.

**Ключевые слова:** микросейсмическая активность, зона трещиноватости, горизонтальные напряжения, дискретная сетка трещин, гидроразрыв пласта, гидродинамические исследования.

**Abstract.** This paper reviews publications on microseismic monitoring of hydraulic fracturing operations performed in Tatarstan fields. Results of foreign and domestic research in other regions have been compared.

The following conclusions have been made:

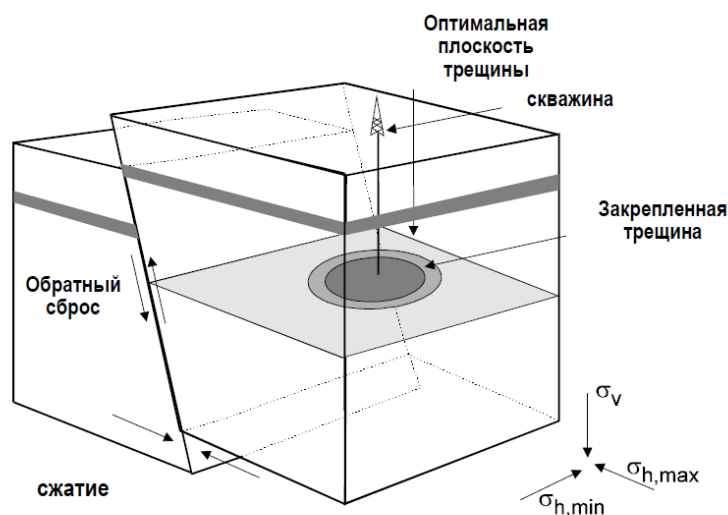
1. Horizontal stress field at a depth of 1400-1700 m is almost isotropic.
2. Under such conditions, the induced fractures tend to propagate along the direction of natural fractures, thus generating a fractured zone.
3. Expansion of the fractured zone continues after the injection stops.
4. It is necessary to perform microseismic monitoring for proving complex stratification and critical stress parameters.

**Key words:** *microseismic activity, fractured zone, horizontal stress, discrete well pattern, hydraulic fracturing, well testing*

Эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП) определяется, в первую очередь, характером нарушения сплошности горных пород, то есть геометрией трещин. Традиционно считается, что при ГРП образуется одна двукрылая трещина, располагающаяся перпендикулярно минимальному напряжению. Обычно на глубинах свыше 600 м наибольшее главное напряжение направлено вертикально, а два других располагаются в горизонтальной плоскости. Однако дело не всегда обстоит так. На распределение напряжений влияют дислокации, структура и литологическая неоднородность горных пород [1]. Важную роль изучение напряженно-деформированного состояния массивов горных пород начинает играть при подготовке гидравлического разрыва пластов в горизонтальных скважинах.

Анализ тектонических разрывов позволяет выяснить ориентировку осей напряжений. Для этого необходимо знать механический тип каждой дизъюнктивной дислокации.

При дислокации типа взброса горизонтальные сжимающие напряжения превышают вертикальное напряжение. Таким образом, взброс (или обратный сброс, по терминологии разных авторов) образуется в условиях, когда вертикальное напряжение есть наименьшее главное сжимающее напряжение. Преимущественное направление трещины гидроразрыва вблизи взброса изображено на рис. 1.

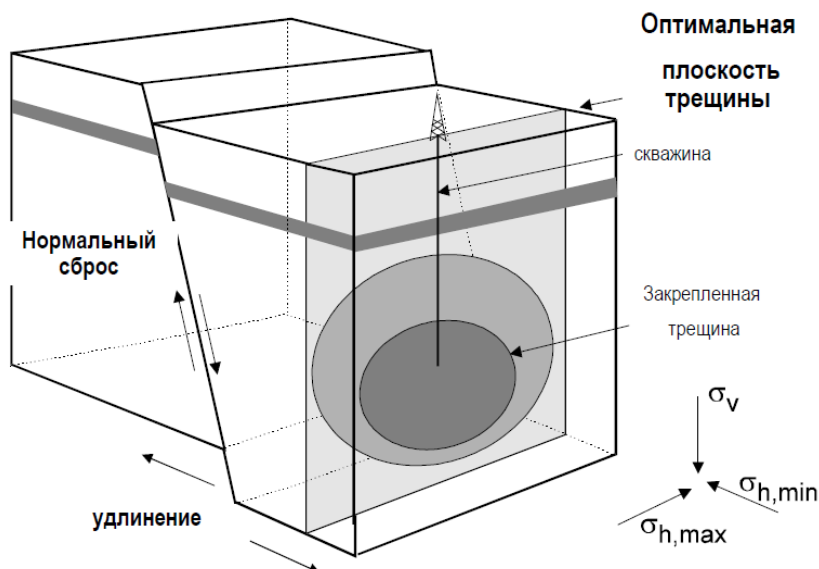


**Рис. 1. Трещина может расти в горизонтальной плоскости в районе обратного сброса**

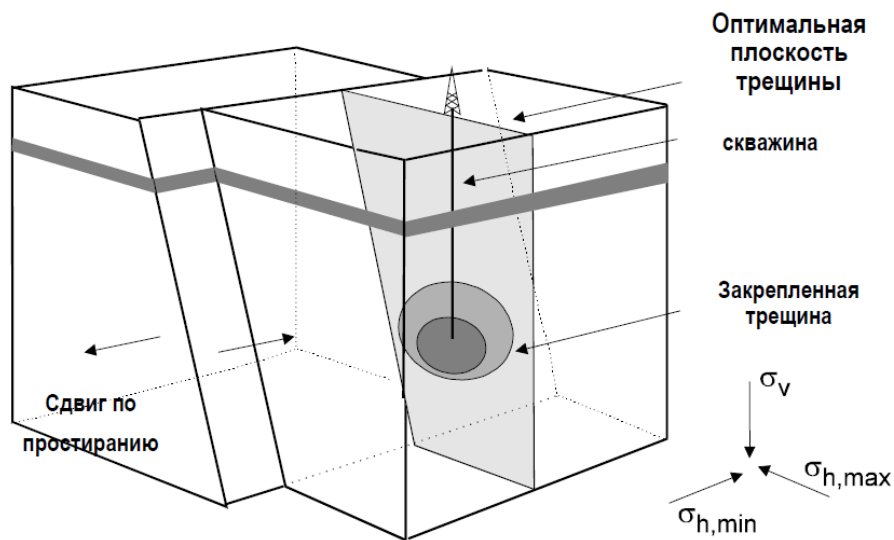
При образовании нормального сброса, вертикальное напряжение является наибольшим сжимающим напряжением. В любом случае горизонтальное напряжение перпендикулярное сместителю, будет меньше, чем напряжение вдоль линии сброса. Преимущественное направление трещины гидроразрыва вблизи сброса представлено на рис. 2.

Для разлома со смещением по простиранию вертикальное напряжение всегда имеет промежуточное значение по отношению к

горизонтальным напряжениям. Преимущественное направление трещины гидроразрыва вблизи дислокации сдвига представлено на рис. 3.

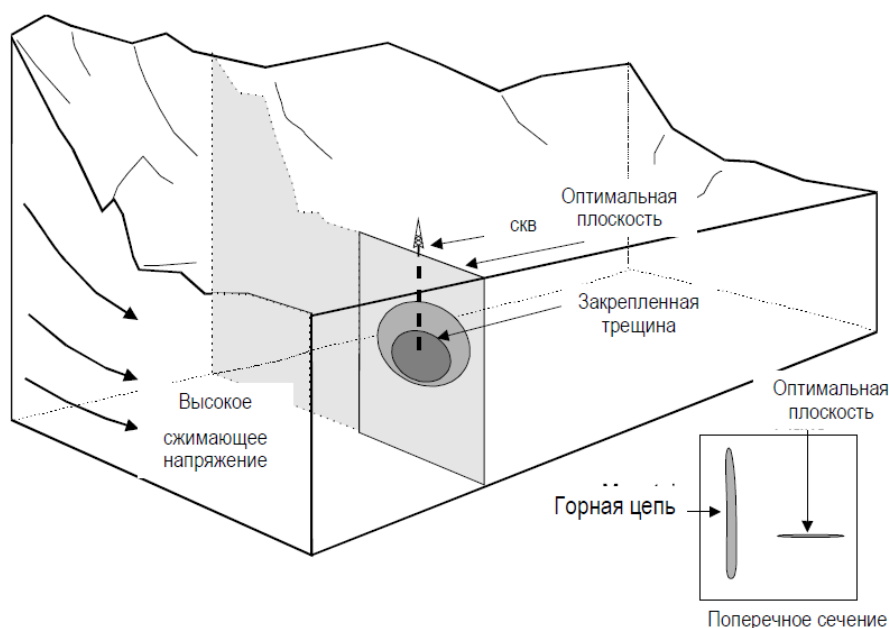


*Рис. 2. Трещина растет вдоль нормального сброса*



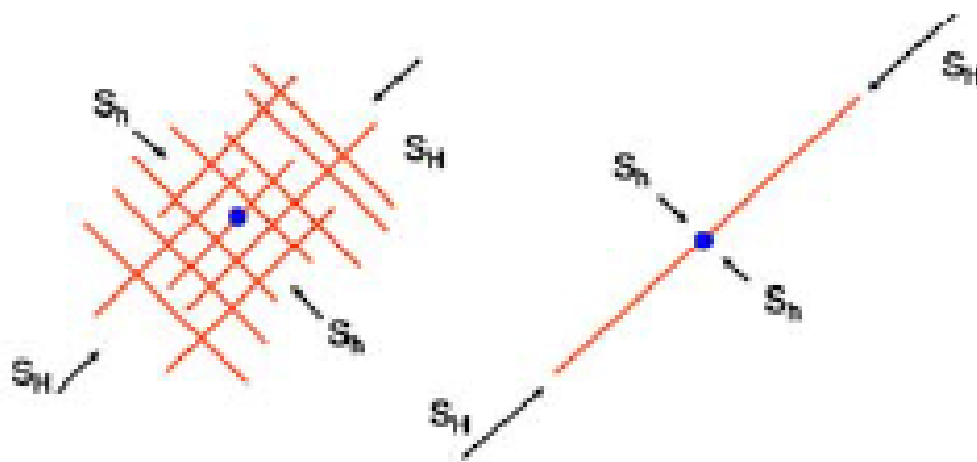
*Рис. 3. Трещина растет перпендикулярно направлению сдвига*

Вблизи горной гряды трещина будет ориентироваться в направлении гор (Рис. 4).



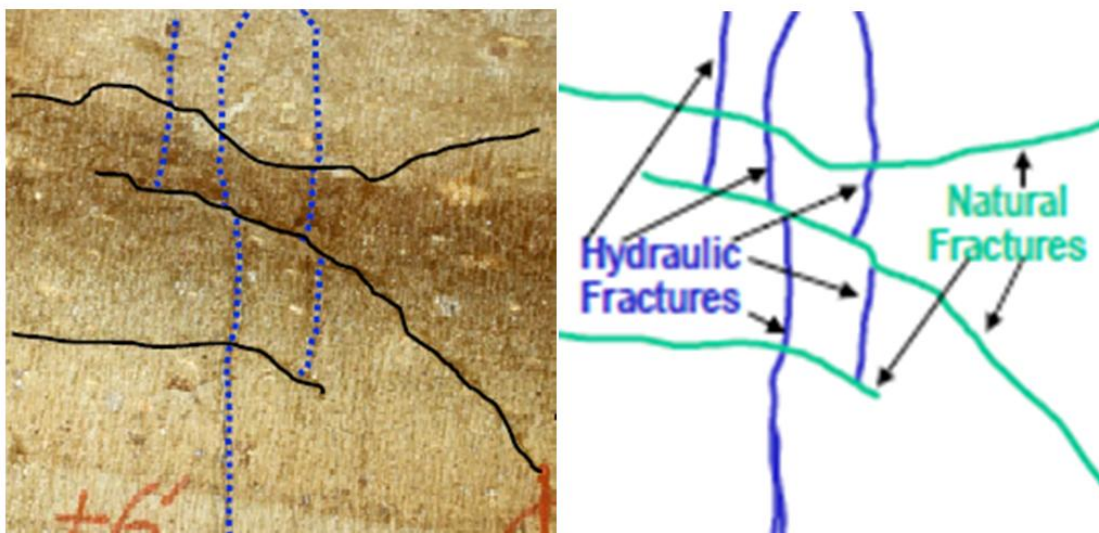
**Рис. 4. Трещина растет в направлении горной цепи**

Однако традиционная двукрылая трещина образуется не всегда. Решающим фактором при этом является анизотропия горизонтальных напряжений в пласте. В обстановке низкой анизотропии напряжений образуется широкий фарватер трещин. В обстановке высокой анизотропии напряжений наоборот, очень узкий фарватер трещины (Рис. 5).



**Рис. 5. Конфигурация сетки трещин при низкой и высокой анизотропии напряжений**

Немаловажным является также взаимодействие гидравлических трещин с естественными (Рис. 6).



*Рис. 6. Взаимодействие гидравлических трещин с естественными*

Гидравлические трещины могут пересекать естественные трещины в точке их соприкосновения, прекращать рост или скользить вдоль естественных трещин и возобновлять свой рост совсем в другом месте.

Благодаря взаимодействию с естественными трещинами в трещиноватом пласте трещина может развиваться несимметрично или множественными ветвями или сегментами. Есть три режима развития трещин в зависимости от контраста горизонтальных напряжений, угла пересечения растущей трещины и естественной трещины, трещиностойкости и перепада давления в естественной трещине. Возможные режимы:

1. Гидравлическая трещина пересекает естественную трещину при высоком дифференциальном напряжении и под большим углом подхода, в таких случаях направление развития вызванной трещины почти перпендикулярно естественной трещине.
2. Развитие трещины от кончика естественной трещины после расширения естественной трещины.
3. Разрыв в некоторой точке вдоль естественной трещины благодаря слабости горной породы.

В некоторых случаях, когда давление в гидравлической трещине ниже нормального напряжения, действующего в естественной трещине, развивающаяся трещина может даже прекратить свой рост. Наблюдалось, что очень много гидравлических трещин представляют собой сетку трещин, называемую фарватером трещин, а не классические плоские трещины. Фарватеры трещин учитывают открытие многих естественных трещин, обеспечивающих приток в скважины.

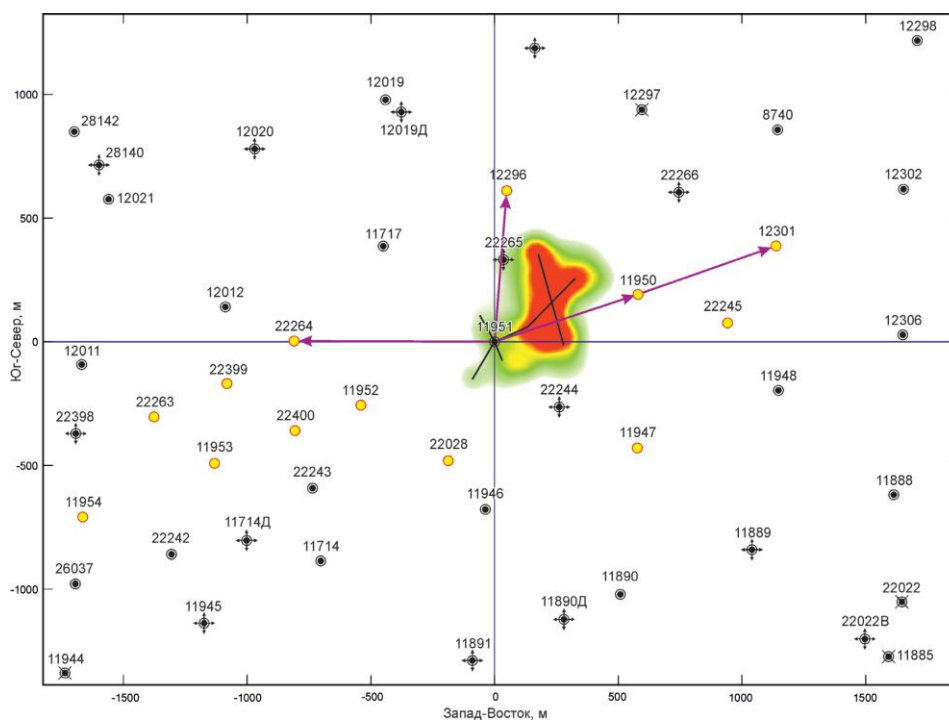
Для изучения геометрии трещин гидравлического разрыва в мире и в России широко используются методы микросейсмических исследований. Применяются они и в Татарстане.

Метод пассивного сейсмического мониторинга (ПСМ) основан на локализации и обнаружении с помощью скважинных сейсмических наблюдений источников сейсмической эмиссии (тресков, сейсмических ударов, микроземлетрясений) в зоне гидравлического разрыва пласта (ГРП), обусловленных изменениями напряженно-деформированного состояния пород в результате закачки флюидов в скважины. Используемые при обработке полученных данных ПСМ приемы визуализации сейсмозмиссионных событий позволяют оконтурить возникающую при ГРП зону трещиноватости и определить ее основные геометрические параметры.

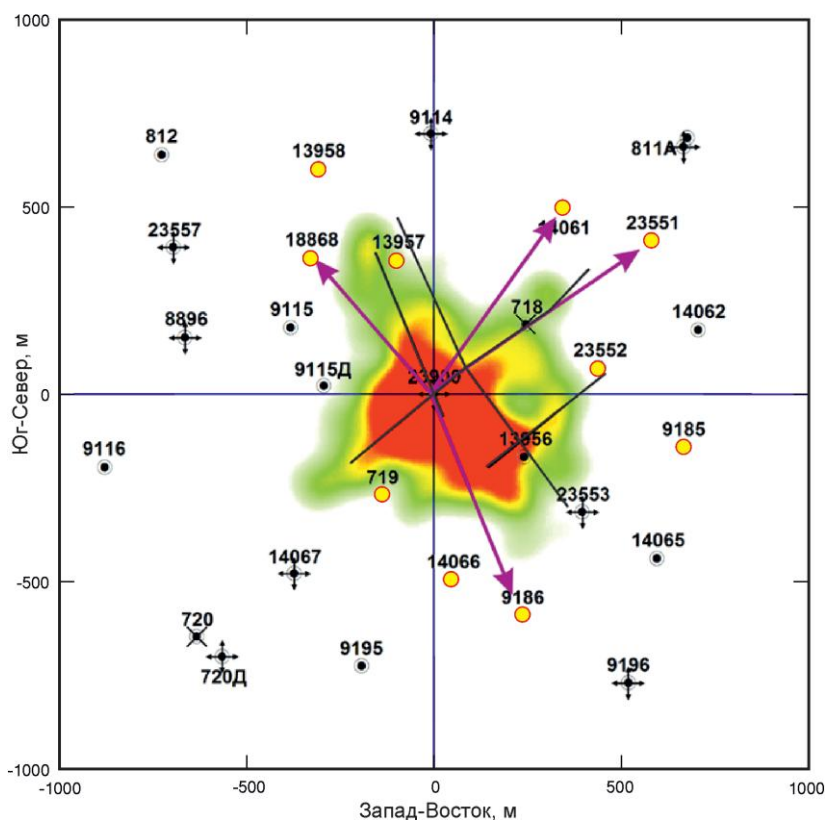
В Татарстане работы по сейсмическому мониторингу ГРП проводятся ЗАО «Градиент», в том числе и для ПАО «Татнефть». Нами были изучены материалы, опубликованные в открытой печати [2, 3, 4].

В статье Р.С. Хисамова и других [2], в качестве объектов исследования были использованы 3 нагнетательных скважины: 11951 Сармановской площади (НГДУ «Джалильнефть»), 23900 Абдрахмановской площади (НГДУ «Лениногорскнефть») и 9965 Кармалинской площади (НГДУ «Азнакаевскнефть») с плановым ГРП, проводимым с целью повышения приемистости скважин. Карты зон микросейсмической активности отображены на рис. 7, 8, 9.



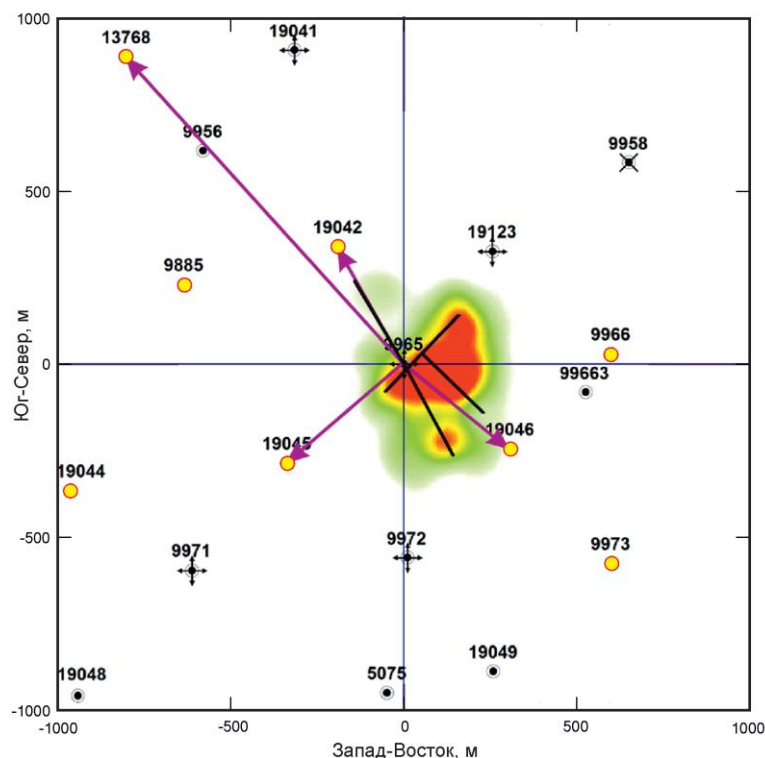


**Рис. 7. Карта суммарной зоны микросейсмической активности за весь процесс ГРП в скважине 11951 Сармановской площади**



**Рис. 8. Карта суммарной зоны микросейсмической активности за весь процесс ГРП в скважине 23900 Абдрахмановской площади**





**Рис. 9. Карта суммарной зоны микросейсмической активности за весь процесс ГРП в скважине 9965 Кармалинской площади**

В скважине 11951 Сармановской площади практически вся микросейсмическая активность смещена от скважины в северо-восточном направлении, имея почти изометричную форму. Интервал залегания пласта Д0 1653,2 – 1658,8 м, проницаемость в среднем  $130 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость 19 %. Пласт представлен заглинизированным песчаником. Пластовое давление 29,79 МПа. Интерпретация кривой восстановления давления (КВД) показала нереальную «полудлину трещины 871 м». Облако микросейсмичности близко к тому, какое наблюдается на сланце Барнетт в США. Размеры облака в направлении ЗВ 500 м, в направлении ЮС 600 м. Отсюда следует:

- поле напряжений в горизонтальной плоскости почти изотропно;
- трещина практически однокрылая;
- теоретические представления о развитии плоской двукрылой трещины фактом не подтверждаются;

- происходит интенсивное развитие сдвиговых трещин;
- пласт трещиноватый или имеет обширную зону ослабленных плоскостей;
- поровое давление достаточно высокое, чтобы вызвать развитие трещин скольжения (скола).

В скважине 23900 Абдрахмановской площади основное развитие микросейсмической активности прослеживается в юго-восточном направлении. Интервал залегания пласта Д1б<sub>1+2</sub> 1617,2 – 1621,2 м, проницаемость  $134 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость 18,6 %. Пластовое давление 12 МПа. Пласт также представлен заглинизированным песчаником. В результате анализа данных гидродинамических исследований (ГДИ) после ГРП установлено «возможное наличие гидравлической трещины» с расчетной полудлиной 90 м. Форма облака микросейсмической активности близка к изометричной, с размерами в направлении ЗВ 700 м, в направлении ЮС 800 м. Однако в данном случае скважина 23900 находится в центре облака. И в этом случае характер развития гидравлической трещины практически такой же, как и для сланца Барнетт.

В скважине 9965 Кармалинской площади максимальная микросейсмическая активность прослеживается в северо-восточном направлении. Интервал залегания пласта Д1а 1758,5 – 1763,5 м, проницаемость  $370 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористость 20 %. Пласт представлен песчаником. Пластовое давление 19,01 МПа. По результатам анализа данных ГДИ «трещины ГРП, проходящей через скважину, не наблюдается».

Карта микросейсмической активности очень напоминает карту для скважины 11951 Сармановской площади, с тем отличием, что облако смещено от скважины на юго-восток. Размеры облака 400 м в направлении ЗВ, 500 м в направлении СЮ.



Скважина 2917г пробурена на данково-лебедянские отложения. В горизонтальном стволе длиной 264,5 м проведен многоступенчатый КГРП через четыре порта. Глубина залегания продуктивного пласта 1636,5 м. Облако микросейсмической активности имело размеры вдоль направления ЗВ 550 м, вдоль направления СЮ 470 м. Конфигурация облака была неровной, с рваными краями, и также не укладывалась в представление о развитии плоских симметричных трещин разрыва. Гидродинамические исследования показали «ухудшение свойств призабойной зоны» на общем фоне отрицательного скин-эффекта. При минифраке, выполненном через порт № 1, трещина за сравнительно короткое время регистрации 15 мин не сомкнулась.

В вертикальной скважине 1144 также были вскрыты данково-лебедянские отложения. Интервал проведения КГРП 1481 – 1493 м. Данные пассивного микросейсмического мониторинга показали, что произошло развитие трещин в трех разных направлениях, отличающихся по азимуту примерно на 90°. При этом два направления были доминирующими, а третье как-бы ответвлением от одного из них. Пласт не содержит органики, так как аномально высоких значений естественной радиоактивности не отмечается.

Еще один примечательный факт – зоны трещиноватости в добывающих скважинах образуют некие островки, разделенные друг от друга областями, в которых микросейсмические события почти не наблюдались. При этом размеры таких неактивных зон сравнимы с размерами активных.

Попытки как-то объяснить такое развитие трещин авторами статей предприняты не были. Была изложена просто констатация фактов. Однако для повышения эффективности ГРП необходимо разобраться в причинах такого явления, и сказать, что же делать дальше.

Создается впечатление, что трещиноватость в продуктивных отложениях Татарстана развита в такой же степени, как и на сланцевых полях Северной Америки. С этим, видимо, связаны и затруднения при интерпретации данных минифрака и гидродинамических исследований.

Если принять за основу как достоверное это положение, то целесообразно просчитать динамику развития дискретной сетки техногенных трещин в симуляторе MShale.

Образование горизонтальных трещин на большой глубине исключено, потому что вертикальное давление не может быть наименьшим. Сетка должна состоять только из вертикальных трещин.

Из-за неравномерного развития естественной трещиноватости по площади развитие DFN может быть смещено в сторону от скважины (неоднородность пласта). По-видимому, имеет место зональное распределение естественной трещиноватости. Для расчетов нужно знать не только густоту (плотность) естественных трещин, но и через какое расстояние между ними они будут раскрываться.

Что касается степени анизотропии горизонтальных напряжений, то нами путем расчета многих вариантов в программе MShale установлено, что дискретная сетка трещин начинает образовываться уже при разнице напряжений в 50 % и менее. Чтобы возникла одиночная классическая трещина, необходима высокая анизотропия напряжений. Поэтому можно утверждать, что поле горизонтальных напряжений на глубинах 1400 – 1700 м практически изотропное, и при гидроразрыве всегда образуется зона трещиноватости. Сетка трещин состоит из двух семейств вертикальных трещин, горизонтальные трещины могут образоваться только при давлениях разрыва, превышающих горное.

При этом вначале возникает доминантная (или главная) трещина. Она развивается вдоль одной из естественных трещин, а ориентация ее относительно изотропного поля напряжений произвольна. Когда давление

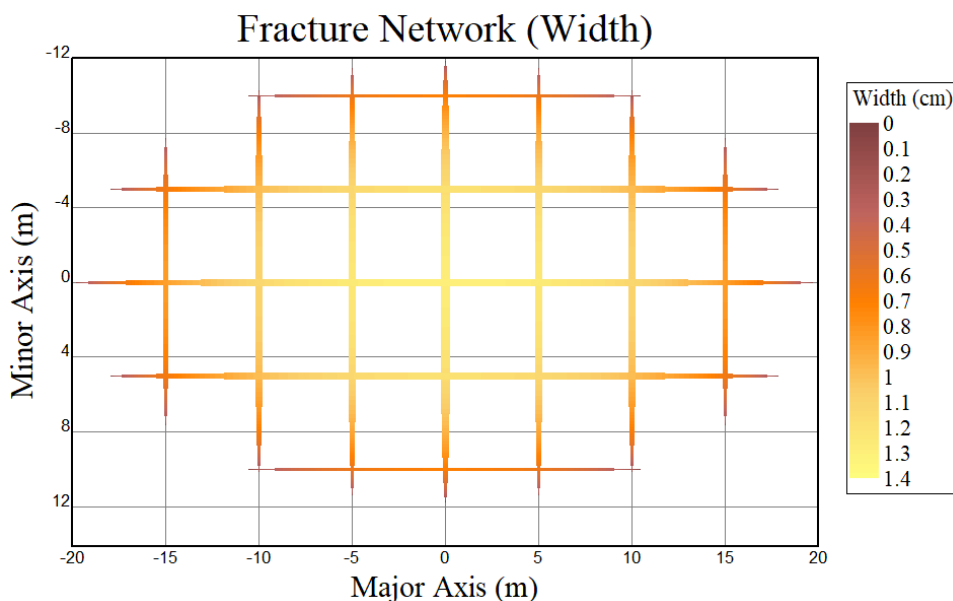
в трещине начинает превышать напряжение на плоскости трещины, начинают развиваться вторичные трещины под углом к главной. В свою очередь повышение давления во вторичных трещинах вызовет возникновение вторичных трещин вдоль направления главной трещины. Так возникает дискретная сетка трещин (зона трещиноватости).

Фильтрующая поверхность сетки трещин намного выше, чем у одиночной трещины, поэтому утечки велики. Чтобы создать большой стимулированный объем, необходимы большие объемы жидкости (смеси с пропантом).

Судя по опубликованным рисункам, площадь зоны трещиноватости очень велика. Это приводит к большому стимулированному объему пласта. Нами было выполнено моделирование в программе MShale, чтобы определить размеры зоны трещиноватости. Приводим результаты расчета для скважины № 9965 НГДУ «Азнакаевснефть».

Для моделирования были приняты следующие параметры: геометрия трещин трехмерная, толщина пласта 4,5 м, проницаемость  $2,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, поле горизонтальных напряжений почти изотропное, причем вертикальное напряжение является наибольшим главным напряжением, разность напряжений  $\sigma_1 - \sigma_3 = 15,0$  МПа,  $\sigma_2 - \sigma_3 = 0,5$  МПа, естественные трещины в условиях залегания закрыты, расстояние между трещинами дискретной сетки вдоль главной оси 5 м, вдоль второстепенной оси 5 м и вдоль вертикальной оси 1000 м. Большое расстояние вдоль вертикальной оси задается для того, чтобы не возникали горизонтальные трещины. Взаимодействие трещин рассчитывается по эмпирической формуле. Проппант размещается в трещинах равномерно. План закачки, литологический разрез и коэффициенты утечек взяты по материалам отчета ЦТР ООО «ТаграС-ЛениногорскРемСервис». Жидкости использовано 71,4 м<sup>3</sup>, пропанта 10 т. Основная закачка длилась 19 мин, а весь процесс занял 80,4 мин.

На плоскости получается сетка трещин эллиптической формы (Рис. 12). Большая полуось эллипса равна 19,7 м, малая 11,8 м. Всего создано 12 трещин. Стимулированный объем коллектора составляет 5215,6 м<sup>3</sup>. Объем сетки трещин составляет 19,6 м<sup>3</sup>, объем главной трещины 3,5 м<sup>3</sup>. Площадь сетки трещин составляет 1819,8 м<sup>2</sup>. Общая протяженность всех трещин сети составляет 293,6 м.



**Рис. 12. Сетка трещин в горизонтальной плоскости**

Линейные размеры зарегистрированной области микросейсмичности на порядок превосходят линейные размеры области DFN. Таким образом, микросейсмичность проявляется далеко за пределами расчетной зоны трещиноватости.

Стимулированный объем пласта вычисляется по формуле:

$$V_{SR} = \int_A h(\zeta) d\zeta = \pi ab \bar{h} = \pi \lambda a^2 \bar{h} \quad (1)$$

где  $\bar{h}$  – средняя высота трещины (главной);

$a$  – полудлина главной трещины;

$b$  – половина протяженности DFN вдоль второстепенной оси;

$\pi ab$  – площадь эллипса сетки DFN;



$\lambda$  – отношение полуосей эллипса ( $\lambda$  меньше 1).

Оценим стимулированный объем пласта при тех параметрах, которые мы видим на рисунках 7, 8, 9. Примерные величины полуосей эллипса:  $a=250$  м;  $b=200$  м; средняя высота главной трещины  $\bar{h}=7,0$  м. Получим

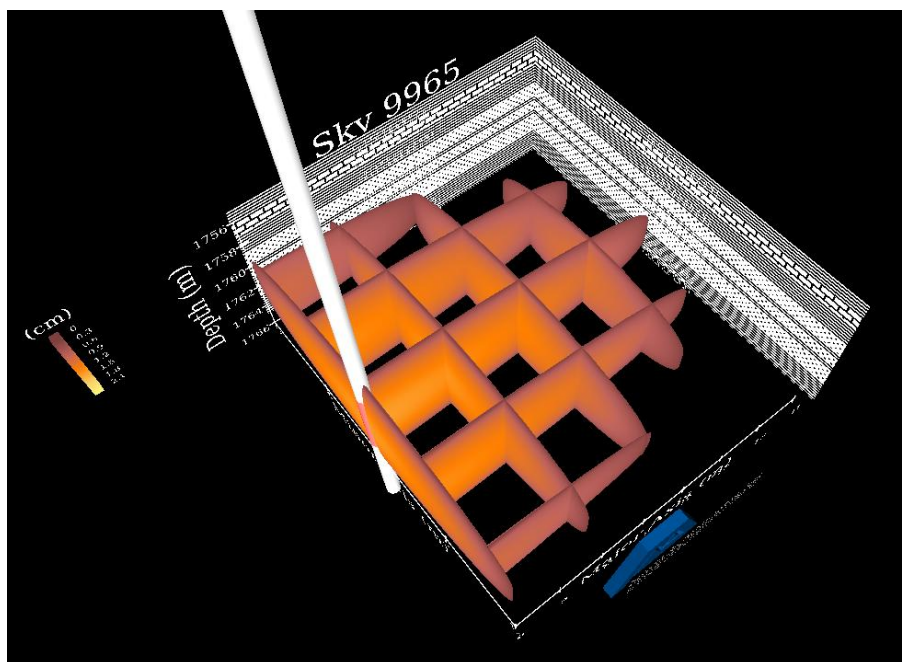
$$SRV=\pi\times 250\times 200\times 7,0\approx 1000000\text{ м}^3$$

где  $SRV$  – стимулированный объем пласта;

$$\pi=3,14159.$$

Моделирование в программе MShale при объеме закачки порядка  $70\text{ м}^3$  дает значение стимулированного объема коллектора примерно  $5000\text{ м}^3$ . Разница между этими значениями громадная, причем первое значение примерно в 200 раз больше второго. При фактическом объеме закачки достижение такого большого стимулированного объема пласта невозможно. Для этого необходимо закачать жидкости как минимум на два порядка больше.

Трехмерное изображение дискретной сетки приведено на рис. 13.



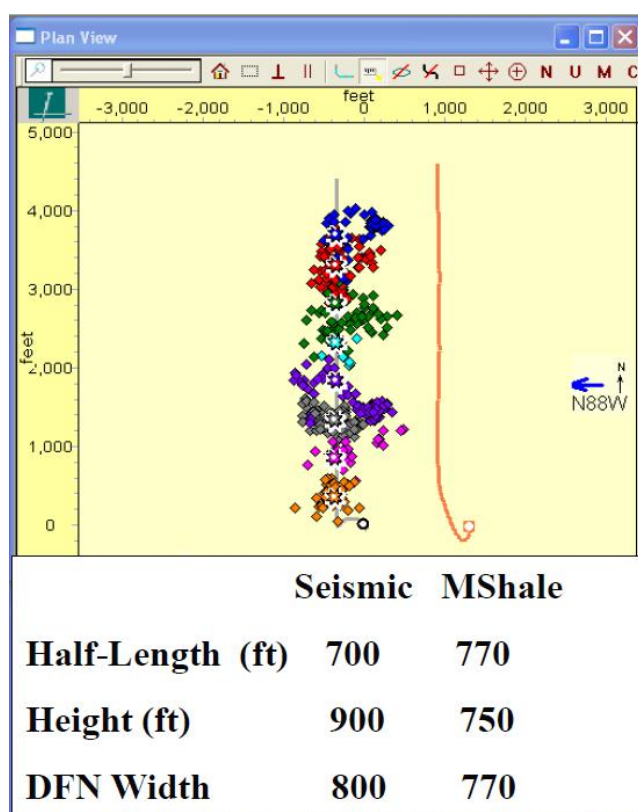
**Рис. 13. Трехмерное изображение дискретной сетки трещин, созданной в скважине 9965 АзН**

Вьювер файлов с расширением .wrl позволяет рассмотреть изображение в различных ракурсах. Черные окошки в сетке свидетельствуют об отсутствии горизонтальных трещин.

Сравнение с результатами зарубежных исследований.

Для сравнения приведем материал из презентации Брюса Майера [5].

Апробация программы MShale, выполненная Майером, показала хорошее совпадение размеров моделированной трещины и облака микросейсмичности (Рис. 14, горизонтальная скважина, вскрывшая сланец Вудфорд).



**Рис. 14. Размеры сетки трещин по микросейсмическому мониторингу и по расчету в программе MShale (по Майеру)**

Обращает на себя внимание тот факт, что за рубежом отображаются точки микросейсмических событий, а в представлении ЗАО «Градиент» – цветное облако. По всей видимости, оно получается путем

аппроксимации частоты микросейсмических событий некоторой гладкой поверхностью.

Другой пример из той же презентации Майера (Рис. 15).

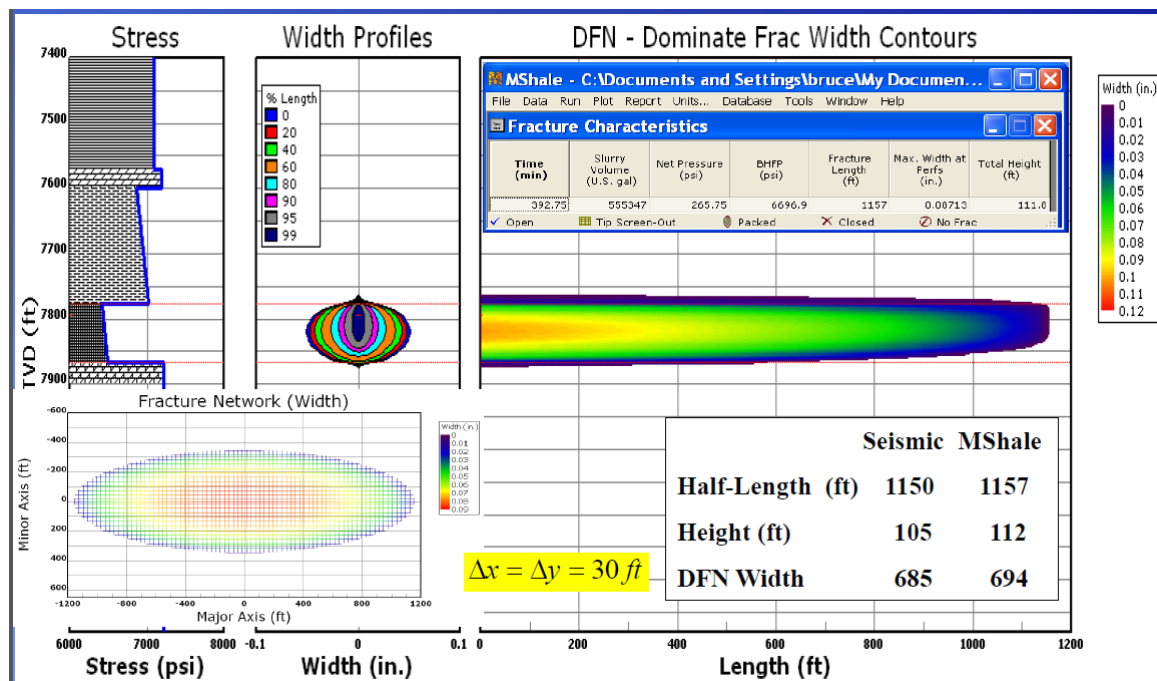


Рис. 15. Сопоставление сетки трещин для сланца Марселлус по расчету в программе MShale и путем микросейсмического мониторинга

И здесь мы наблюдаем хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных. Обратите внимание на следующий момент. Сетка трещин имеет полудлину 1150 футов (350 м), ширину 685 футов (209 м) и высоту 105 футов (32 м). На создание такой сетки потребовалось 555347 галлонов смеси (2102 м<sup>3</sup>). Закачка велась в течение 392,75 мин (шесть с половиной часов). В нашем случае объем смеси составил порядка 70 м<sup>3</sup>, которую закачивали в течение 30 мин. При таких параметрах процесса создание сетки размерами в сотни метров невозможно.

В зарубежной литературе все микросейсмические события отображаются точками. В нашем же случае имеем сплошное цветовое поле, некий тренд, который, естественно, будет простирается дальше точек. Это не позволяет построить выпуклую оболочку (convex hull) и

определить размер простимулированной зоны. Единственный важный вывод, который можно сделать на основании материалов микросейсмического мониторинга – что на глубине залегания девонских отложений распределение горизонтальных напряжений обладает осевой симметрией (VTI – vertical transverse isotropy). Данный вывод имеет важные последствия: при ГРП образуется зона трещиноватости, направления трещин в сетке совпадают с направлениями естественной трещиноватости. Утечки в такой системе трещин превышают нормальные утечки при тех же параметрах в одиночной трещине, и возможно, что с этим связана определенная доля получаемых СТОПов.

Сравнение с отечественными работами.

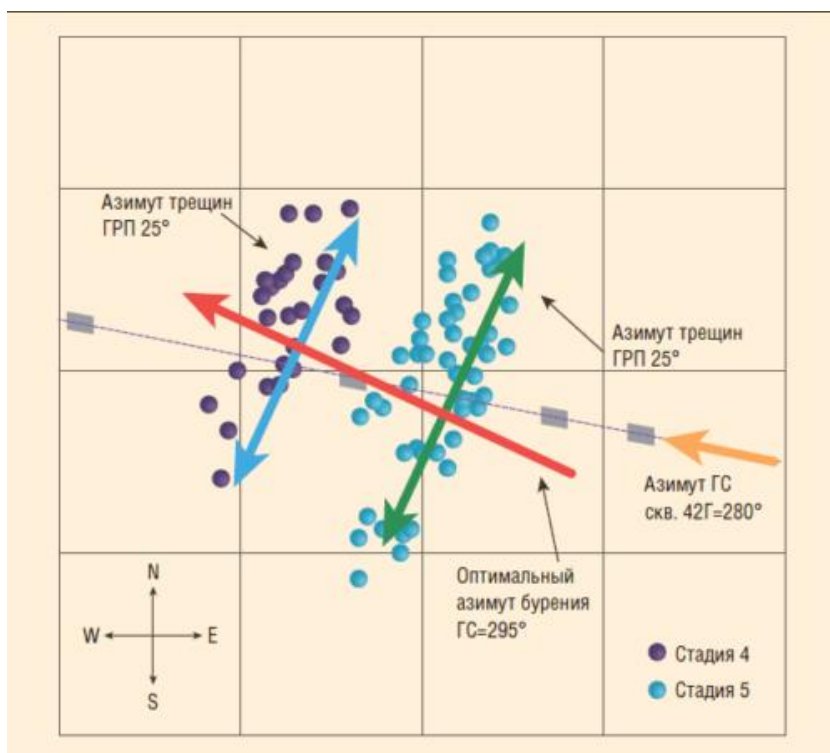
Рассмотрим для примера статью, излагающую результаты микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта, выполненного на Ярудейском месторождении компании «НОВАТЭК» [6]. Была выполнена регистрация микросейсмических событий в ходе пяти стадий ГРП в скважине № 42. По проекту для проведения мониторинга планировались ближайшие к сейсмоприемникам три стадии из пяти: 3, 4 и 5. Стадии 1 и 2 не представлялось возможным картировать из-за их большой (более 1 км) удаленности от сейсмоприемников. Порт 3 не был открыт после промывки скважины из-за получения СТОП на стадии 2.

В результате были картированы только стадии ГРП 4 и 5. Всего обнаружено и картировано 75 микросейсмических событий. Максимальное расстояние наблюдения составило 634 м.

Карта трещин ГРП представлена на рис. 16. Конфигурация микросейсмических событий по виду хорошая, однако оценить ее качество и соответствие проекту затруднительно. Для этого есть причины:

- не указан масштаб по осям карты, поэтому невозможно узнать фактическую протяженность облака микросейсмических событий;
- нет сведений об объемах закачки и проектных размерах трещин.

Распространение трещин ГРП по глубине показано на рис. 17. На карту микросейсмических событий нанесена проектная (согласно дизайну) и фактическая незакрепленная (по результатам микросейсмического мониторинга – МСМ) высота системы трещин ГРП. Отмечается отсутствие микросейсмических событий выше ствола скважины и значительный рост трещины вниз по сравнению с проектом. Этот факт очень существенен и может привести к обводнению скважины после ГРП, если ниже продуктивного пласта имеются водоносные прослои.

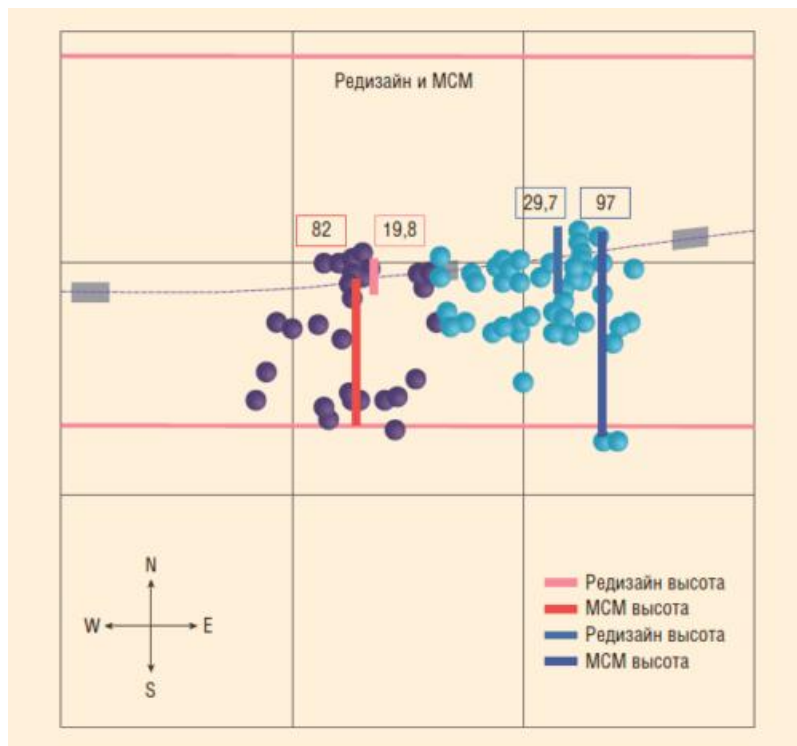


**Рис. 16. Карта зарегистрированных событий ГРП в скважине № 42 (вид в плане)**

Большинство микросейсмических событий происходили после остановки насосов: на стадии 4 – через 7 минут после окончания закачки, на стадии 5 – непосредственно после остановки закачки в течение 15 минут. События раскрытия трещин, вероятнее всего, не были зафиксированы, поскольку их магнитуда была невысока, т.е. трещины раскрывались относительно спокойно.

В итоге работы выявлено отличие параметров фактических трещин от дизайна. Определены азимут и геометрические параметры созданных

при ГРП трещин и даны рекомендации по изменению траектории бурения последующих скважин.



*Рис. 17. Сравнение высоты трещин по дизайну ГРП и данным микросейсмического мониторинга*

#### Обсуждение результатов.

В условиях развития дискретной сетки трещин интерпретация данных гидродинамических исследований становится недостоверной. Как известно, эти методы основаны на следующих допущениях о геометрии трещины:

1. Трещины всегда имеют симметричную двукрылую геометрию.
2. Каждое крыло представляет собой прямоугольник.
3. Ширина трещины постоянна по высоте и длине трещины.
4. Трещина закреплена проппантом, поэтому она не смыкается при снижении пластового давления.

При этих допущениях получены аналитические выражения, которые используются при интерпретации. В этих же условиях не оправдано

применение методов интерпретации минифрака. Допущения для их достоверной интерпретации почти такие же, за исключением:

1. Ширина трещины закономерно меняется по ее длине или высоте.
2. Трещина имеет возможность смыкаться, при этом площадь ее остается постоянной.
3. Проппанта в трещине нет.

Аналитические решения справедливы только при этих допущениях относительно геометрии. При значительных отклонениях от допущений пользоваться ими нельзя. Занести данные в компьютер и посмотреть, что получится, еще можно, но результатам грош цена. В приведенных выше примерах геометрия трещин явно не удовлетворяет допущениям.

Вполне возможно, что в вышеуказанных статьях [2, 3, 4] описаны микросейсмические исследования, выполненные уже после проведения ГРП и пуска скважин в эксплуатацию. Однако прямых указаний на это в статьях нет. Если это так, то размеры зон микросейсмической активности будут велики, и они примерно совпадают с размерами, указанными в работе [7]. Известно, что для оценки развития основных направлений закачиваемой воды от нагнетательных скважин используются накопленные данные длительного микросейсмического мониторинга (до 600 часов). Распространение закачиваемой воды характеризуется расширением зоны сейсмической эмиссии, захватывающей с течением времени все больший объем продуктивного пласта.

При закачке жидкости в пласт вблизи забоя скважины создается область высокого давления, которая увеличивается в размерах после прекращения закачки. Это приводит к расширению области сейсмической эмиссии после того, как закачка остановлена. По нашему опыту и литературным источникам трещина может расти в длину после прекращения закачки, и такие случаи не редки. Рост длины трещины (одиночной) отмечается характерным признаком на минифраке. Такое



явление может быть причиной возникновения области сейсмической активности больших размеров, намного превышающих размеры, вычисленные симулятором.

### **Выводы**

1. В результате проведения ГРП на глубинах 1400 – 1700 м образуется почти изометричная зона трещиноватости, что обуславливает радиальный приток к скважине.
2. Поле распределения горизонтальных напряжений на глубинах 1400 – 1700 м практически изотропно. В этих условиях, если результаты замеров достоверны (а именно так утверждается в статье Р.С. Хисамова и др.), сетка техногенных трещин будет развиваться по направлениям естественной трещиноватости.
3. После прекращения закачки продолжается рост и расширение области созданного высокого давления, что приводит к расширению области сейсмической активности.
4. Представляет интерес выполнить вертикальное микросейсмическое исследование, с целью калибровки показателя сложного напластования или критического напряжения, которые управляют ростом трещины в высоту.
5. С учетом полученных результатов проектирование ГРП необходимо выполнять в программах, способных рассчитывать дискретную сетку трещин.

### Список литературы

1. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. Монография. / В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов. – М.: Изд-во Нефтяное хозяйство, 2013. – 472 с.
2. Хисамов Р.С. и др. Пассивный наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах ПАО «Татнефть»: результаты и их достоверность. // Нефт. х-во. 2015. № 7. – с. 34-38.
3. Хисамов Р.С. и др. Интенсификация притока доманиковых отложений на примере работ в скважине 2917Г Бавлинского месторождения ПАО «Татнефть» // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений. Сборник докладов межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». Альметьевск: ПАО «Татнефть». 2015. – с. 109-119.
4. Ханнанов Р.Г. и др. Опыт доразведки и вовлечение в активную разработку запасов нефти доманиковых отложений Бавлинского месторождения // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений. Сборник докладов межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть». Альметьевск: ПАО «Татнефть». 2015. – с. 127-138.
5. Bruce R. Meyer. Discrete Fracture Network (DFN) Modeling in the Marcellus and other Shale Formations. SPE Applied Technology Workshop «Horizontal Well Stimulation». 17-18 November 2009, Pittsburgh, Pennsylvania.
6. Митин А.В. и др. Комплексование результатов микросейсмического мониторинга и данных анализа забойного давления при гидроразрыве пласта на Ярудейском месторождении. Инженерная практика. 2016, № 7.
7. Александров В.М. Применение метода микросейсмомониторинга в задачах нефтегазопромысловой геологии / Монография // Тюмень: ТИУ, 2016. – 93 с.

### **Сведения об авторах**

*Салимов Олег Вячеславович*, доктор технических наук, заведующий, лаборатория исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта, отдел эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: sov@tatnipi.ru

*Салимов Вячеслав Гайнанович*, кандидат геолого-минералогических наук, руководитель, группа по геологии нефтегазовых месторождений, Волго-Камское региональное отделение РАЕН, г.Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация  
E-mail: salimov@tatnipi.ru

### **Authors**

*Salimov O.V.*, Dr.Sc, Chief of Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft—PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: sov@tatnipi.ru

*Salimov V.G.*, PhD, Head of Subsurface Geology Group, Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences, , Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation  
E-mail: salimov@tatnipi.ru

**Салимов Олег Вячеславович**  
**423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,**  
**г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32**  
**тел.: 8(85594) 78-984**  
**E-mail: sov@tatnipi.ru**