

# Определение размеров закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве пласта

Ю.Л. Новаковский (Новосибирск, Россия)  
sog@ngs.ru

директор, ЗАО НПП «СИБНЕФТЕГАЗ»

Е.В. Рабинович

доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры «Вычислительная техника»,  
Новосибирский государственный технический  
университет

А.С. Туркин

аспирант кафедры «Вычислительная техника»,  
Новосибирский государственный технический  
университет

**Предложена и реализована новая технология наземного сейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта. Технология базируется на локациях сейсмических сигналов наземной нерегулярной системой приема. Применение технологии позволяет определять места установки и количество сейсмоприемников для конкретного ГРП, а также регистрировать и визуализировать трехмерный динамический процесс образования закрепленных трещин.**

## Материалы и методы

Сейсмограммы получены при гидравлическом разрыве пласта на скважине №15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром». Математическое моделирование и обработка производилась по методике, предложенной авторами.

## Ключевые слова

гидравлический разрыв пласта, наземный сейсмический мониторинг, закрепленная трещина, проппант

The measurements defining of mounted fracture formed at hydraulic fracturing

## Authors

Yuriy L. Novakovsky (Novosibirsk, Russia)

Director, RPC «SIBOILGAZ»

## Введение

Гидравлический разрыв пласта с целью создания высокопроницаемых каналов впервые был сделан в США в конце 1940-х годов для увеличения добычи из малодебитных скважин в Канзасе [1]. Теория гидравлического разрыва пласта (ГРП) зародилась в СССР в конце 50-х годов прошлого столетия. Основателями ее стали советские ученые С. А. Христианович и Ю. П. Желтов, которые разработали математическую модель развития вертикальной трещины и дали теоретическое обоснование данному методу [2]. При этом был рассмотрен процесс образования вертикальной трещины, длина которой не превышала половины высоты трещины. Позднее Желтов Ю.В., Желтов Ю.П. [3] показали, что трещина может развиваться как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. В настоящее время принято считать, что трещина может быть трех видов: вертикальная, горизонтальная и радиальная [1].

Поскольку математические расчеты не позволяют с высокой точностью и достоверностью определить параметры образующихся трещин, а прямые исследования (бурение исследовательских скважин с отбором кернов) очень дорогостоящие, то применяются методы косвенного контроля, в частности, метод наземного сейсмического мониторинга. Для этого на дневной поверхности, в процессе ГРП регистрируются сейсмические сигналы, возбуждаемые, образующимися при ГРП трещинами и после соответствующей обработки вычисляются те, или иные параметры трещин.

В настоящей работе рассмотрены некоторые аспекты образования горизонтальных трещин, процессы формирования сейсмических сигналов, возбуждаемые образующимися при ГРП трещинами, и подходы к вычислению геометрических размеров закрепленных трещин.

## Образование горизонтальных трещин

При закачке в пласт жидкости с расклинивающим агентом, под давлением на забое скважины, превышающем горное давление, в пласте происходит образование трещины ограниченной длины (единичная трещина).

При дальнейшей закачке жидкости процесс повторяется, и трещина увеличивается как в длину, так и в высоту (Рис. 1).

В разных условиях длина единичной трещины может составлять 2–4 м [4], 3–10 м [5] или 12–28 м [6].

При образовании единичной трещины, её стенки совершают колебательные движения вида:

$$A(t) = A_0 e^{-at} \sin \omega_0 t,$$

где  $A_0$  — максимальная амплитуда смещения стенки трещины,  $\omega_0$  — частота колебаний,  $a$  — коэффициент затухания,  $t$  — текущее время.

Поскольку размеры единичных трещин много меньше расстояния до дневной поверхности, то с высокой степенью достоверности единичную трещину можно считать точечным импульсным сейсмическим источником, возбуждающим сейсмический сигнал в определенной точке продуктивного пласта. А весь процесс образования трещины — последовательностью импульсных сейсмических воздействий в продуктивном пласте. Поэтому задача определения размеров и местоположения трещин, образующихся при гидроразрыве пласта, сводится к определению координат импульсных сейсмических источников.

Известно [7], что при воздействии плиты сейсмического источника на грунт, плита вместе с грунтом совершают колебательные движения. Частота колебаний зависит от упругих свойств среды, суммарной массы плиты излучателя и присоединенной массы, которая

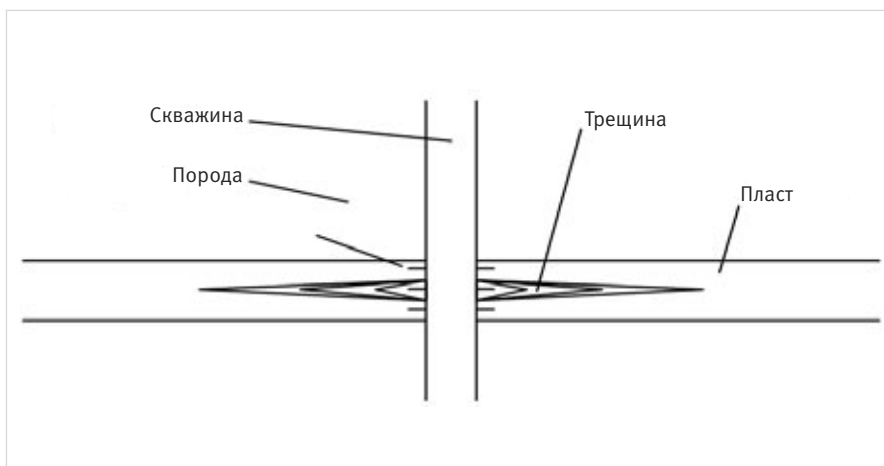


Рис. 1

определяется как вес грунта полусферы диаметром, равным диаметру плиты.

Такой подход может быть использован для определения амплитуд и частот сейсмических сигналов, возбуждаемых образующимися при ГРП трещинами. Можно предполагать, что частота возбуждаемого сейсмического сигнала находится в прямой зависимости от размеров (длины) единичной трещины, а амплитуда находится в прямой зависимости от амплитуды смещения стенки единичной трещины.

Следует отметить, что сейсмические сигналы формируются с смещением среды, поэтому прием последующего сейсмического сигнала, на некотором удалении от предыдущего сейсмического сигнала, свидетельствует о проникновении нагнетаемой жидкости от первой точки до второй. В результате того, что в пласт нагнетается жидкость с расклинивающим агентом (в частности с проппантом), между этими точками образуется закрепленная трещина. Возникновение сейсмических сигналов в областях, где уже зарегистрирована трещина свидетельствует об увеличении толщины трещины.

#### Особенности регистрации сейсмических сигналов на дневной поверхности при сейсмическом мониторинге ГРП

Нефтяные и газовые скважины не редко располагаются в окружении озер, болот, коммуникаций, а уровень микросейсмических шумов существенно превышает уровни сейсмических сигналов, возбуждаемых трещинами, образующимися при ГРП. При мониторинге ГРП с целью минимизации влияния микросейсмических шумов и работы в условиях ограниченного места установки сейсмоприемников следует использовать нерегулярную систему наблюдений. Исходя из геологических и ландшафтных особенностей, необходимо определить зону установки сейсмоприемников и их количество.

Для обеспечения необходимой точности определения координат сейсмического источника система наблюдений должна обладать достаточной разрешающей способностью в заданной области обнаружения и идентификации сейсмических источников. Эта область определяется шагом установки сейсмоприемников и частотой дискретизации сейсмических сигналов.

Возбужденный в точке  $Z$  на глубине  $H$  до дневной поверхности сейсмический сигнал, двигаясь по вертикали (Рис. 2), достигнет ее

через время  $t_0 = H/V$ , где  $V$  — средняя скорость сейсмических волн в среде. Первого сейсмоприемника этот же сигнал достигнет через время  $t_1$ :

$$t_1 = \frac{\sqrt{(H^2 + L^2)}}{V} = t_0 + \Delta t_1$$

а второго сейсмоприемника через время  $t_2$ :

$$t_2 = \frac{\sqrt{(H^2 + L^2)}}{V} = t_1 + \Delta t_2$$

Если  $\Delta t_2$  меньше периода дискретизации сейсмических сигналов, то сейсмические сигналы из точки  $Z$  на первом и втором сейсмоприемниках будут неразличимы. Аналогично сигналы, пришедшие из точек  $Z$  и  $Z_1$ , будут неразличимы.

Для полноценного использования каждого сейсмоприемника  $\Delta t_2$  должно быть в 3–5 раз больше периода дискретизации сейсмических сигналов. При расстановке сейсмоприемников с шагом 10 метров по линейному профилю в радиальном направлении от устья скважины (для вертикальных скважин) задержки достижения (фазовые сдвиги) сейсмических сигналов из точки  $Z$  будут составлять величины, приведенные на Рис. 3.

Из графиков (рис.3) следует, что при скорости 2000 м/с и периоде дискретизации сейсмических сигналов 1 мс минимальное расстояние сейсмоприемников до проекции точки  $Z$  на дневную поверхность не должно быть меньше 300 метров, что составляет в данном случае 0,2Н.

Скорости распространения сейсмических волн в земной коре имеют разные значения, поэтому сейсмические волны распространяются по криволинейным траекториям в соответствии с градиентом. Причем отклонения от прямолинейных траекторий увеличиваются с удалением от вертикальной проекции (Рис. 4).

Обычно при удалениях не более 0,8Н нелинейностью скорости распространения сейсмических волн можно пренебречь.

При расстановке сейсмоприемников не в радиальном направлении (рис. 5) расстояния между сейсмоприемниками должны быть такими, чтобы их радиальные удаления удовлетворяли описанным выше требованиям.

При наземном мониторинге, как правило, уровень микросейсмических и

Eugene V. Rabinovich

doctor of engineering sciences, professor, professor of department of computer science, Novosibirsk state technical university

Aleksandr S. Turkin

graduate student of department of computer science, Novosibirsk state technical university

#### Abstracts

The new technology for surface seismic monitoring of hydraulic fracturing is proposed and implemented. The technology is based on a location of seismic signals by surface irregular observing system. The application of technology allows defining the installation positions and the number of seismometers for a particular hydraulic fracturing, as well as registering and visualizing of three-dimensional dynamic process of the mounted fracture formation.

#### Materials and methods

Seismograms obtained by hydraulic fracturing on the well No. 15 of Patronovsky oilfield of Kanev "Kubangazprom" LTD. Mathematical modelling and processing occurs on the methodology proposed by the authors.

#### Results

The model of the mounted fracture is received.

#### Conclusions

In RPC «SIBOILGAZ» the technology of surface seismic monitoring is developed for definition of the size and location of the mounted fracture formed at hydraulic fracturing.

#### Keywords

hydraulic fracturing, surface seismic monitoring, mounted fracture, proppant

#### References

1. The unified design of hydraulic fracturing. The bridging between theory and practice / M. Ekonomidis, R. Olani, P. Valco, Orsa Press, Elvin, st. Texas // Translation by M. Uglov. — M.: — PetroAlliance Service Company Limited. — 2004. — 306 p.
2. Zeltov U.V., Cristianovich S.A. About the hydraulic fracturing // Proc. AS USSR. - 1955. - №5. — 563 p.
3. Zeltov U.V., Zeltov U.P. About propagation of a horizontal fracture in rock under influence of not filtered liquid in case of constant mountain pressure // Proc. AS USSR. - "Mech. And Mach". — 1959. — №5. — 764 p.
4. Jost M.L., Bubeberg T., Jost O., Harjes H.-P. Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany // Bull. Seismol. Soc. Am. — 1998. — V. 88. — P. 815-832.
5. Bame D. Observation of long-period earthquakes accompanying hydraulic fracturing / D. Bame, M. Fehler // Geophys. Res. Lett. — 1986. — V. 13. — P. 149-152.
6. Spann H. Spectral investigations of hydraulic fracture induced seismic events // Phys. Earth and Planet. Inter., [Pap.] 5 Potsdam Meet. Geodyn. and Seismic Source Process. Stress, Strength and Vissosity Lithosph., 28 March - 2 Apr., 1989. — 1992. — V. 69. — P. 3-4.

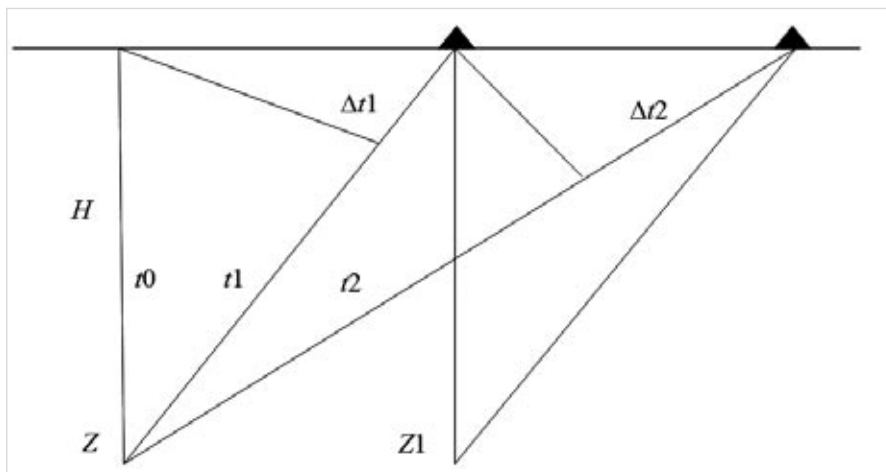


Рис. 2

индустриальных шумов превышает уровень полезных сигналов. Если частотная фильтрация не позволяет достичь существенного превышения полезных сейсмических сигналов над уровнем шума необходимо применять статистические методы подавления шумов. В частности, если сейсмический шум соответствует «белому шуму», то для увеличения отношения сигнал/шум в  $N$  раз количество сейсмоприемников должно быть  $N \geq \sqrt{M}$ , где  $M$  — количество сейсмоприемников.

В условиях высокого уровня микросейсмических шумов эффективным средством для определения местоположения сейсмического источника является последовательное измерение амплитуд колебаний сейсмических источников в области возможного появления трещин. Для этого на уровне продуктивного пласта формируется гипотетическая сетка  $(X_i, Y_j)$ , в узлах которой производятся измерения амплитуд сейсмических сигналов (Рис. 6) в пределах временного скользящего окна. При обнаружении сейсмического сигнала, превышающего на заданную величину уровень шумов, его координаты, амплитуда и время обнаружения записываются в файл

и отображаются на экране монитора. Эти измерения продолжают в течение всего процесса ГРП.

На основании значений координат и амплитуд колебаний обнаруженных сейсмических источников производится построение трехмерной фигуры и вычисляется её объем. При этом координаты измеряются в абсолютных значениях, а амплитуды вычисляются в относительных единицах. Абсолютные значения толщины закрепленной трещины вычисляются, исходя из объема закаченного проппанта, при этом граница трещины определяется толщиной равной размеру частиц проппанта.

По данной технологии были проведены работы на скважине №15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром». В работе использовалась 48-канальная сейсмостанция. В результате обработки были вычислены размеры и местоположение трещины. Динамика образования трещины выводился на экран монитора. Отдельные кадры процесса образования трещины приведены на рис. 7, где координаты даны в метрах, а высота трещины — в миллиметрах.

## Заключение

В ЗАО НПП Сибнефтегаз разработана технология наземного сейсмического мониторинга для определения размеров и местоположения закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве продуктивных пластов.

Технология позволяет определять места установки и необходимого количества сейсмоприемников, а программное обеспечение позволяет визуализировать трехмерный динамический процесс образования трещин.

Работа выполняется при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, Гос. контракт №16.515.11.5020.

## Итоги

Получена модель закрепленной трещины

## Выводы

В ЗАО НПП Сибнефтегаз разработана технология наземного сейсмического мониторинга для определения размеров и местоположения закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве продуктивных пластов.

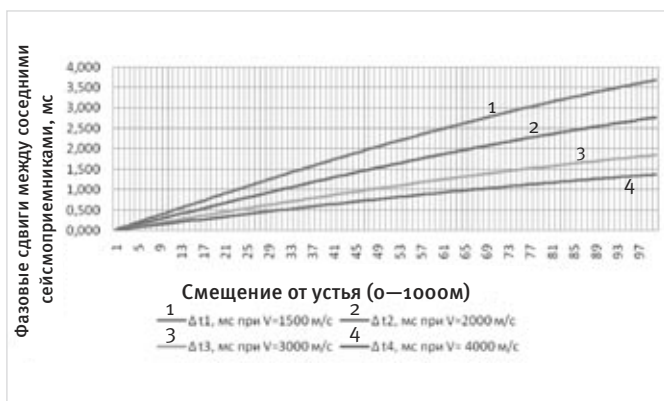


Рис. 3

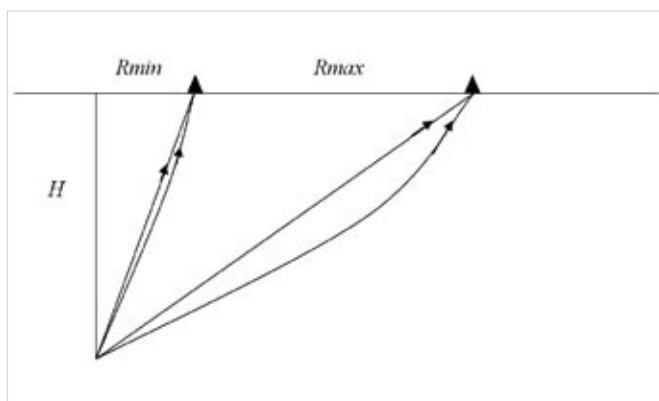


Рис. 4

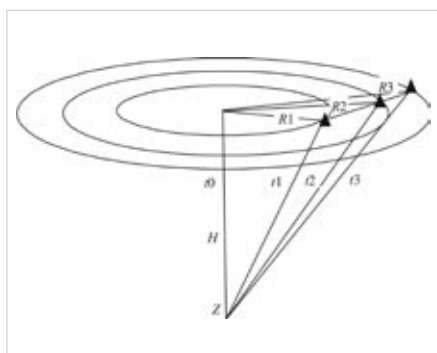


Рис. 5

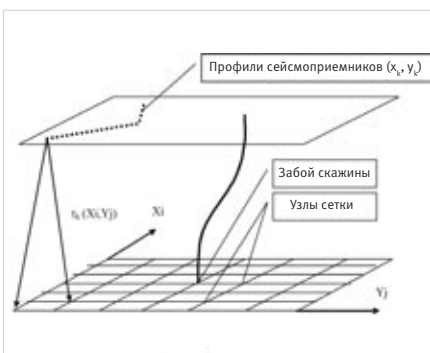


Рис. 6

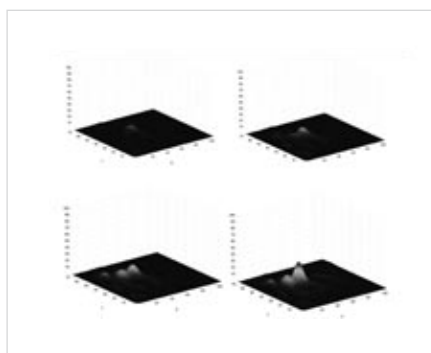


Рис. 7

## Список использованной литературы

1. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. / М. Экономидис, Р. Олайни, П. Валько, Орса Пресс, Алвин, шт. Техас. // Перевод с англ. М. Углов. - М.: - ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед. - 2004 - 306 с.
2. Желтов Ю.В., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // - Изв. АН СССР, ОТН. - 1955. - №5. - 563 с.
3. Желтов Ю.В., Желтов Ю.П. О распространении горизонтальной трещины в горной породе под воздействием нефилтующейся жидкости в случае постоянного горного давления // - Изв. АН СССР, ОТН. - «Механ. и машиностр.» - 1959. - №5. - 764 с.
4. Jost M.L., Bublberg T., Jost O., Harjes H.-P. Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany // Bull. Seismol. Soc. Am. - 1998. - V. 88. - P. 815-832.
5. Bame D. Observation of long-period earthquakes accompanying hydraulic fracturing / D. Bame, M. Fehler // Geophys. Res. Lett. - 1986. - V. 13. - P. 149-152.
6. Spann H. Spectral investigations of hydraulic fracture induced seismic events // Phys. Earth and Planet. Inter., [Pap.] 5 Potsdam Meet. Geodyn. and Seismic Source Process. Stress, Strength and Vissosity Lithosph., 28 March - 2 Apr., 1989. - 1992. - V. 69. - P. 3-4.
7. Шнеерсон М.Б. Наземная невзрывная сейсморазведка. / М.Б. Шнеерсон, В.В. Майоров // - М.: Недра, 1988. - 238 с.