

Наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: контроль качества и перспективы

С.И. Александров

д.ф.-м.н., зам. ген. дир. по науке¹
dr-salex@mail.ru

В.А. Мишин

к.т.н., ген. дир.¹
vamishin@rambler.ru

Д.И. Буров

нач. управления полевой геофизики²
d.burov@gazpromgeofizika.ru

¹ООО «Викосейс», Москва, Россия

²ООО «Газпром георесурс», Москва, Россия

Микросейсмический мониторинг является инновационной технологией контроля ГРП. Обычно рассматривается задача определения направления простираения и размеров трещинной зоны, образующейся при ГРП. В настоящей работе акцент делается на другой особенности этой технологии, а именно на ее применении для контроля технологических рисков и качества операций ГРП на основе опыта работ на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. В качестве дальнейшего развития технологии рассматриваются перспективы ее применения для контроля фильтрационных свойств трещинных зон ГРП *in situ*. В основе статьи лежат доклады, сделанные авторами на Международных конференциях «XIII Гальперинские чтения 2013» и «ЭНЕРКОН 2013».

Материалы и методы

Пассивные сейсмические наблюдения процесса гидравлического разрыва пласта при помощи наземных наблюдений, микросейсмический мониторинг, адаптивная источниковая томография.

Ключевые слова

гидравлический разрыв пласта, диагностическая визуализация геометрии гидроразрыва, технологические риски гидроразрыва, микросейсмический мониторинг, гидродинамические коэффициенты

Рост мирового спроса на энергоресурсы побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы добычи с увеличением нефтеотдачи пластов, в частности, интенсификацию добычи методом гидроразрыва пласта (ГРП). При этом эффективность ГРП, особенно с точки зрения обеспечения высокой конечной нефтеотдачи, напрямую зависит как от фактической геометрии трещинной зоны, так и от возможных негативных сценариев ее развития. Поэтому возникает необходимость наряду с ГРП осуществлять комплекс работ по мониторингу процессов образования и распространения гидравлических разрывов [1, 2].

О микросейсмической технологии

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим рассматриваемый метод существенно отличается от акустических методов, применяемых для оценки азимута разрыва только вблизи ствола скважины ГРП. Т.о. микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических

параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмодиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Технология основана на использовании специальных средств: методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения. За рубежом она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов [3].

Для регистрации глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения [4, 5]. В России наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок [6]. Такие системы наблюдений были использованы при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхнеэокомского комплекса и ачимовских коллекторов на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Результаты этих работ рассматриваются в данной статье.

Общая схема наблюдений приведена на рис. 1, где показаны расположение скважины ГРП, зоны гидроразрыва и радиальной поверхностной сейсмической расстановки. В зоне трещины ГРП показаны ее

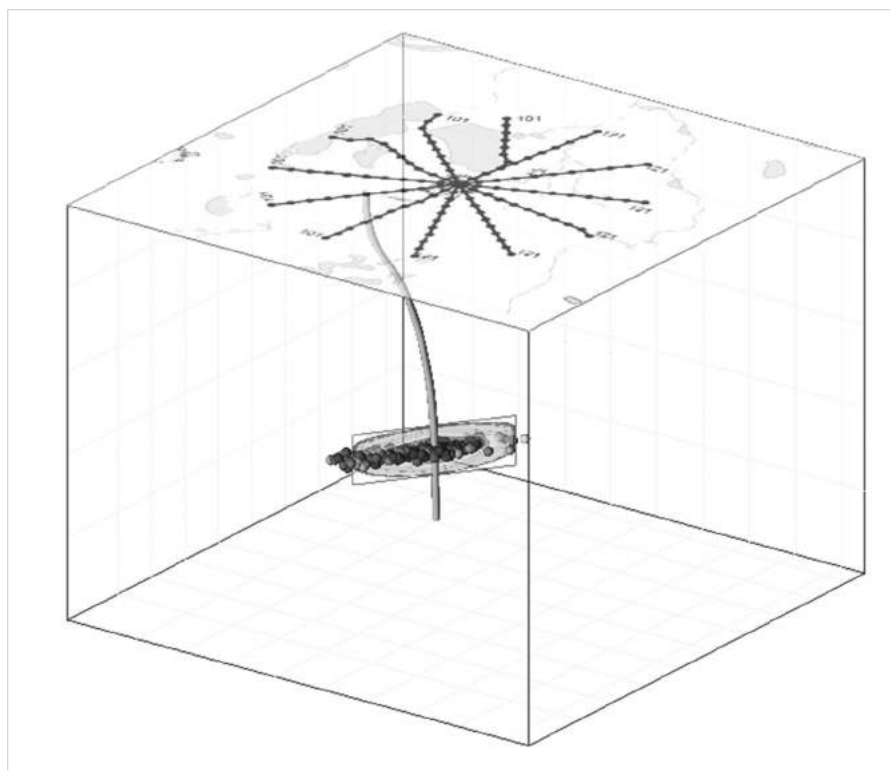


Рис. 1 — Общая схема наблюдений наземного микросейсмического мониторинга ГРП

геометрия по дизайну и рой микросейсмических источников, инициированных возникновением разрыва. Последние представляют собой источники сейсмической эмиссии («микросейсмических тресков») в зоне воздействия на пласт. Эмиссия вызвана изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород при образовании разрыва.

Для обнаружения и локализации источников глубинного микросейсмического излучения применялось специальное программное обеспечение, разработанное на основе алгоритмов сейсмоэмиссионной томографии с техникой высокого разрешения и усовершенствованных алгоритмов обнаружения слабых сигналов на фоне интенсивных помех [7].

Контроль качества и оценка технологических рисков

Достигнутый объем обработок скважин методом ГРП на месторождениях Западной Сибири свидетельствует о его интенсивном промышленном применении. Однако наряду с очевидным эффектом имеются и примеры неуспешности применения метода. Под этим понимаются аварийные «стопы», обводнение пластов, отсутствие увеличения притоков пластовых флюидов, снижение добычи как сразу после ГРП, так и через определенный временной промежуток, и т.д. В связи с этим ставятся следующие задачи мониторинга технологических рисков ГРП:

- выявление несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещины, в т.ч. обнаружение асимметрии разрыва;
- прогноз негативного сценария распространения трещины за пределы целевого пласта, в т.ч. в область водонасыщенных горизонтов;
- анализ особенностей развития деформационного процесса с целью оценки возможных причин преждевременных остановок закачки («стопов»).

Рассмотрим некоторые характерные примеры мониторинга в случае различных осложнений при проведении операций ГРП. На приводимых ниже иллюстрациях изображены следующие, стандартные для диагностической 3D визуализации, элементы: скважина ГРП с интервалом перфорации, геометрия трещины по дизайну, рой источников микросейсмической активности и аппроксимация плоскости трещины по данным мониторинга, а также целевые пласты.

Пример обнаружения асимметрии трещины ГРП приведен на рис. 2. Асимметрия не учитывается современными моделями дизайна, однако она оказывает существенное влияние на характер установления гидродинамической связи с соседними скважинами. Следовательно, ее своевременное выявление является одним из принципиальных факторов для оптимизации разработки соседних кустов скважин.

На рис. 3 показан результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе». В данном случае при проведении основного ГРП на стадии продавки был получен резкий рост устьевого давления, приведший к автоматической остановке насосов. Всего

было продавлено 40% жидкости и около 60% проппанта из запланированных по программе объемов. Как видно, при мониторинге проявляется сразу несколько аномальных особенностей: сильный асимметричный «выброс» эмиссионной активности в районе кровли пласта при остановке общего роста трещины в длину, рост по высоте, а также проникновение в нижележащий водонасыщенный слой. Основной причиной преждевременной остановки закачки явился прорыв трещины ГРП в выше- и нижележащие пропластки с неконтролируемым ее ростом по высоте, что, в свою очередь

привело к резкому сужению гидравлической ширины трещины в прискважинной зоне пласта и невозможности дальнейшей транспортировки проппанта в трещину. Характер сейсмоэмиссионной активности указывает на то, что нижняя часть трещины оказалась преждевременно упакована («забита» проппантом), а верхняя — открыта, куда и устремился основной поток материалов. Очевидно, что размещение проппанта вне продуктивной зоны при росте трещины, а также его недокачка из-за преждевременной остановки снижают продуктивность гидроразрыва.

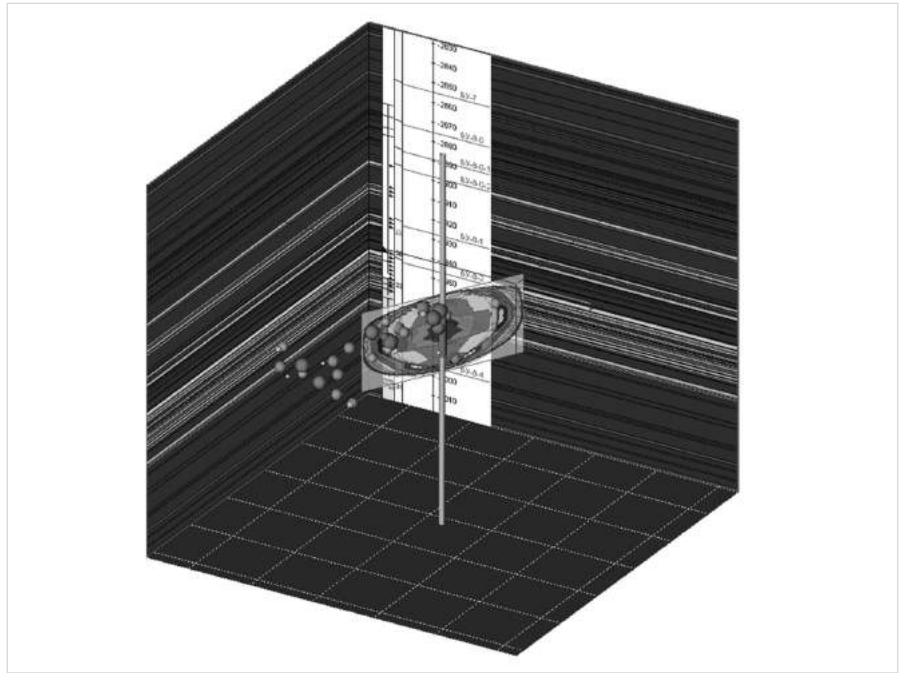


Рис. 2 — Обнаружение асимметрии трещины ГРП. В окрестности интервала перфорации показана геометрия трещины по дизайну ГРП и рой зарегистрированных микросейсмических источников

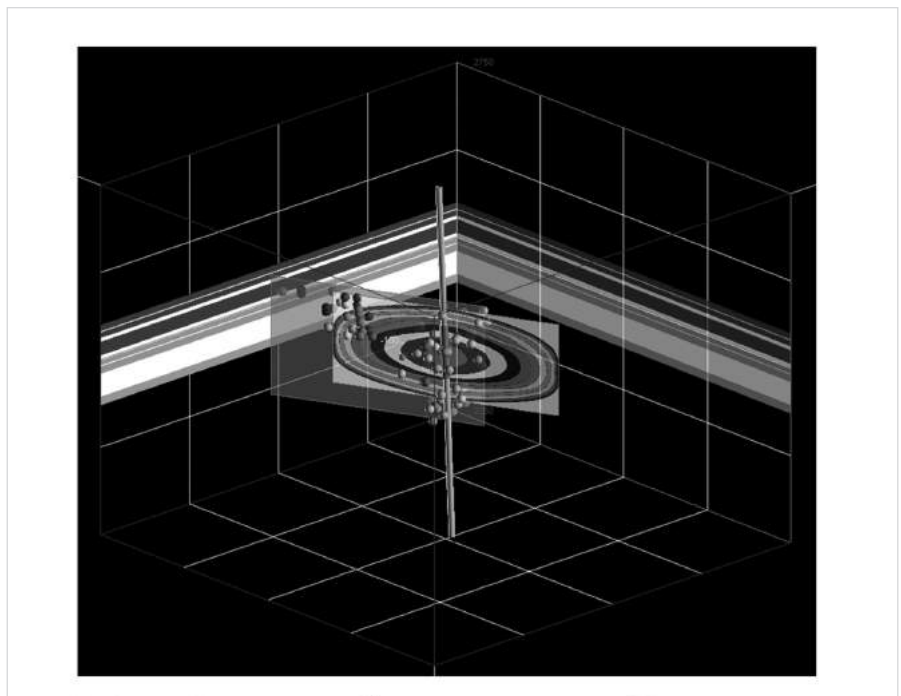


Рис. 3 — Результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе», демонстрирующий размещение проппанта вне продуктивной зоны и неконтролируемый рост трещины по высоте (на гранях куба показаны целевые нефтяные коллекторы и подстилающий водонасыщенный пласт)

Эти осложнения могут быть обусловлены следующими обстоятельствами. Операции ГРП обычно базируются на определенных типовых технологиях обработки без детального учета индивидуальных особенностей пласта, и одной из основных причин возникновения «стопов» является недостаточное качественное вторичное вскрытие продуктивного пласта, особенно распространенное при «агрессивном» дизайне ГРП [8]. Количество подобных осложнений при проведении ГРП составляет до 12–15%. Кроме того, предварительно выполняемый мини-ГРП позволяет получить достоверную информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого

трещиной, поэтому в водонефтяных зонах риск возникновения гидравлической связи трещины с водонасыщенными горизонтами остается достаточно высоким, что, при отсутствии должного контроля, при вскрытии большего интервала «вслепую», может привести к росту обводненности продукции.

Оценка фильтрационных свойств

Перспективы применения технологии микросейсмического мониторинга связаны с возможностью оценки фильтрационных свойств трещинной зоны ГРП in situ.

Примеры применения микросейсмике для оценки одного из фундаментальных

гидродинамических параметров — коэффициента гидравлической диффузии [9, 10] и реконструкции тензора проницаемости приведены на рис. 4 и рис. 5.

Коэффициент гидравлической диффузии определяется на основе модели релаксации порового давления по динамике фронта сейсмической эмиссии (рис. 4), в частности, по соотношению $D = r^2/4\pi t$ для линейной релаксации, где r и t — соответственно дистанция и время миграции событий от источника закачки. При помощи этого параметра оцениваются и другие гидродинамические коэффициенты, знание которых необходимо нефтяникам при производстве ГРП, например, коэффициент утечек: $C_l = Q/[12h(\pi D)^{1/2}]$, где h и Q — соответственно высота трещинной зоны и расход закачиваемой жидкости.

Тензор проницаемости может быть определен по соотношению: $n^T D^{-1} n = 4\pi t / sr^2$, где $n = r/r$ и s — скалярный коэффициент масштабирования (пересчета «гидравлической диффузии» в значения «проницаемости»). При помощи этих данных определяются главные оси тензора, а при его графической реконструкции (рис. 5, здесь для удобства реконструкция тензора была выполнена в узлах, где присутствовали микросейсмические источники) — простираемость и расположение областей с аномальной проницаемостью трещинной зоны.

Итоги

Изложен опыт применения наземного микросейсмического мониторинга, выполняемого для контроля качества операций гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Выводы

Микросейсмическая технология помогает увидеть и понять, что происходит в околоскважинном пространстве во время стимуляции и экстраполировать результат на будущие ГРП, чтобы уменьшить технологические риски и оптимизировать процесс разработки месторождения. Такой подход делает работы по мониторингу вполне рентабельными, обеспечивая строгую документальную основу для проектирования рациональной схемы разработки месторождений.

Список используемой литературы

1. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение пассивного сейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП. 4-ая Международная конференция по актуальным вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли ЭНЕРКОН-2013, тезисы докладов. Москва: 2013. 26–28 июня.
2. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В., Буров Д.И. Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП. XIII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ЦГЭ-ИФЗ. Гальперинские чтения 2013. Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике. Москва: ЦГЭ. 2013. 29 октября — 1 ноября.

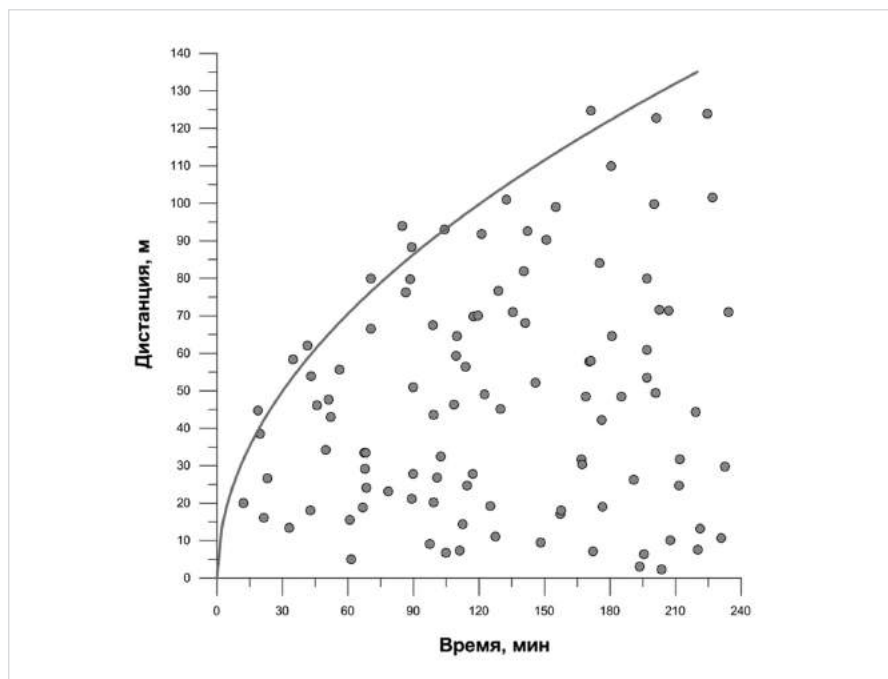


Рис. 4 — К определению коэффициента гидравлической диффузии: график дистанции событий относительно источника закачки ГРП в зависимости от времени закачки (кривой показана аппроксимация фронта сейсмической эмиссии; отдельные события показаны точками)

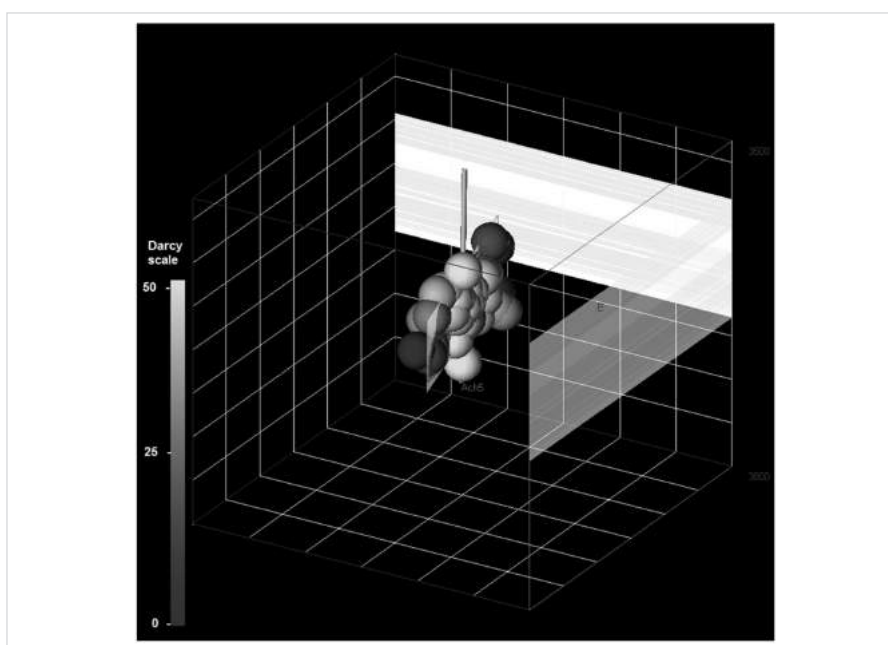


Рис. 5 — Реконструкция тензора проницаемости трещины ГРП (слева показана шкала проницаемости в ед. Дарси; газовые коллекторы целевого интервала показаны на гранях куба)

3. Maxwell S.C., Urbancic T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. *The Leading Edge*, 2001, issue 6, pp. 636–639.
4. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха // *Геофизика*. 2010. №1. С. 23–28.
5. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Микросейсмический мониторинг гидравлического разрыва пласта: «скважина» vs «поверхность». XII ежегодная международная конференция ЕАГО-EAGE-ИФЗ. Гальперинские чтения 2012: Инновационные технологии и актуальные исследования в нефтяной геофизике. Москва: ЦГЭ, 2012, 30 октября – 2 ноября.
6. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // *Технологии сейсморазведки*. 2012. № 1. С. 63–66.
7. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // *Приборы и системы разведочной геофизики*. 2012. Т. 39. №1. С. 58–61.
8. Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов // *Нефтяное хозяйство*. 2008. №11. С. 38–41.
9. Shapiro S.E. Rothert V.R., Rindschwentner J. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. *Geophysics*, 2002, issue 67, pp. 212–220.
10. Shapiro S.A., Dinske C., Rothert E. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds. *Geophysical Research Letters*, 2006, issue 33, L14312.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Surface microseismic hydrofrac monitoring: QC and more

UDC 550.3

Authors:

Sergey I. Alexandrov — prof., deputy. gene. dir. science¹; dr-salex@mail.ru

Victor A. Mishin — ph.d. gene. dir¹; vamishin@rambler.ru

Dmitriy I. Burov — beg. management field geophysics²; d.burov@gazpromgeofizika.ru

¹«Vicoseis», Moscow, Russian Federation

²«Gazprom geosurs», Moscow, Russian Federation

Abstract

The microseismic monitoring — an innovative technology — is normally employed to determine the geometrics of a fractured zone created by hydrofrac operations. In this report, emphasis is made on one more capability of the microseismic monitoring, namely, the monitoring over QC and technological risks of hydrofrac operations, as applied to the West Siberian oil-gas-condensate fields. The perspectives of determination of hydraulic fracture filtration characteristics in situ are considered also.

The paper is based on the reports made by the authors in both the ENERCON 2013 and

XIII Gal'perin readings 2013 conferences.

Materials and methods

Hydrofrac passive seismic monitoring with surface seismic array, microseismic monitoring, adaptive source tomography

Results

The experience of the application of surface microseismic monitoring performed for quality control operations for fracturing oil and gas fields in Western Siberia is outlined

Conclusions

Microseismic technology helps to see

and understand what is happening in the borehole environment during stimulation and extrapolate the results to future fracturing to reduce technological risks and optimize the oilfield development. This approach makes the monitoring work is quite cost-effective providing strict documentary basis for the design of a rational development strategy.

Keywords

reservoir hydrofracturing, hydrofrac geometry diagnostic visualization, hydrofracturing technological risks, microseismic monitoring, hydrodynamic coefficients

References

1. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V., Burov D.I. *Primenenie passivnogo seismicheskogo monitoringa dlia kontrola kachestva vipolnenia operaciy GRP* [The usage of passive seismic monitoring for hydrofrac QC. ENERCON-2013]. Moscow: 2013, 26-28 June.
2. Alexandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V., and Burov D.I. *Primenenie nazemnogo mikroiseimicheskogo monitoringa dlia kontrola kakachestva vipolnenia operaciy GRP* [The usage of surface microseismic monitoring for hydrofrac QC. XIII Gal'perin readings — 2013]. Moscow: CGE, 2013, 29 October — 1 November.
3. Maxwell S.C. and Urbancic, T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. *The Leading Edge*, 2001, issue 6, pp. 636–639.
4. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. *Kontrol geometrii gidrorazriva plasta pri pomoschi skvazhinnogo mikroiseimicheskogo monitoringa. Tehnologicheskie riski i faktori uspeha* [The hydrofrac geometry well microseismic monitoring. Technology risks and success factors]. *Geofizika*, 2010, issue 1, pp. 23–28.
5. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. *Mikroiseimicheskii monitoring gidravlicheskogo razriva plasta: skvazhina vs poverhnost'* [The hydrofrac microseismic monitoring: well vs surface. XII Gal'perin readings — 2012]. Moscow: 2012, abstracts.
6. Буров Д.И., Кусевич А.В., *Praktika primeneniya seismomonitoringa gidrorazriva plasta* [The hydrofrac monitoring seismic monitoring practice]. *Tekhnologii seimorazvedki*, 2012, issue 1, pp. 63–66.
7. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. *Sistema obrabotki dannykh passivnogo seimicheskogo monitoringa GRP* [The hydrofrac monitoring data processing system]. *Pribory i sistemy razvedochnoi geofiziki*, 2012, vol. 39, issue 1, pp. 58–61.
8. Haidar A.M., Borisov G.A., Gorin A.N., Latipov I.D. *Analiz i klassifikacija prichin prezhdevremennykh ostanovok zakachki pri provedenii gidravlicheskogo razriva plasta* [Analysis and classification of screening cases during hydrofracturing]. *Neftyanoe hozaistvo*, 2008, issue 11, pp. 38–41.
9. Shapiro S., Rothert E., Rath V., Rindschwentner J. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. *Geophysics*, 2002, issue 67, pp. 212–220.
10. Shapiro S.A., Dinske C., Rothert E. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds. *Geophysical Research Letters*, 2006, issue 33, L14312.