

УДК 622.834:528:74

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СЕЙСМОМОНИТОРИНГА ПРИ РАЗВЕДКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ESTIMATION OF POSSIBILITY OF SEISMOMONITORING APPLICATION FOR EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Коларов Михаил Феликсович¹,
геофизик, e-mail: mikhail.kolarov@mail.ru

Kolarov Mikhail F.¹, geophysicist

Корецкая Галина Александровна²,
старший преподаватель, e-mail: kga1957@mail.ru

Koretskaia Galina A.², Senior lecturer

¹ Научно-исследовательский центр Нефтегазовых технологий, Россия, 625051, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 71

¹ NIITs NGT, 71, Maxima Gorkogo st, Tyumen, 625051, Russian Federation.

² Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, 650000, Россия, г. Кемерово, ул. Весенняя, 28

² T. F. Gorbachev Kuzbass State Technical University, 28, Vesennyya st., Kemerovo, 650000, Russia

Аннотация. В статье приводятся результаты сейсмомониторинга на одном из лицензионных участков Западной Сибири в пласте БС72 (2500 метров от дневной поверхности). Качественно оценена целесообразность проведения работ сейсмомониторинга гидроразрыва пласта (ГРП) в свете принятия компанией-заказчиком бизнес решений.

Abstract. The article presents the results of seismic monitoring at one of the licensed sections of Western Siberia in the BS72 seam (2500 meters from the day surface). A qualitative assessment of the feasibility of seismic monitoring of hydraulic fracturing of formation (HF) in the light of business decision making by business operators.

Ключевые слова: геофизические исследования, сейсмомониторинг, гидроразрыв пласта, поиск и разведка нефтегазовых месторождений.

Keywords: geophysical study, seismic monitoring, hydro-fracturing, prospecting and exploration of oil and gas fields.

Успешное развитие нефтегазовой отрасли в настоящее время невозможно без широкого междисциплинарного взаимодействия различных сфер знаний, навыков и опыта, которые формируют традиционную основу этой отрасли. Сейсмомониторинг ГРП как раз и является одним из примеров, взаимодействия ранее, казалось бы, не связанных сфер: **ГРП** является сугубо инженерной производственной практикой, в то время как **сейсмомониторинг** относится к геофизической и преимущественно научной деятельности.

Однако взаимодействие этих двух направлений без сомнения идет на пользу обеим. Сейсмология – из более абстрактной становится более конкретной областью знаний. Конкурентные инженерные решения перестают быть узкими, стандартными и рутинными, поскольку появляется новая геофизическая информация, а с ней и новые степени свободы в принятии и реализации тех или иных инженерно-технических решений.

Хотя первые попытки сейсмомониторинга ГРП были проведены еще в 80-ые годы, но недостаточ-

ность теоретических основ, отсутствия мощной вычислительной техники для обработки, технологические (аппаратные) ограничения на скорость и объем регистрируемых данных отодвинули развитие этого интересного направления на несколько десятилетий.

Под **Сейсмомониторингом** понимается непрерывная регистрация подземных пространственных акустических событий синхронизированной сетью сейсмоприемников широкого частотного диапазона.

Под **Гидроразрыв пласта (ГРП)** понимается технология искусственно вызванного локального микроземлятресения в продуктивных пластах углеводородных месторождений с целью увеличения гидродинамической связанности локальных участков пластов, улучшения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов.

В последние годы появился еще один важный стимулирующий это направление фактор. Не секрет, что добыча и разработка месторождений сланцевого газа и нефти во всем мире вызывает серьез-

ный протест общества и экологических организаций. Существуют серьезные опасения, что массовые операции ГРП несут экологическую опасность, поскольку нарушается гидродинамическая изолированность подземных пластов, углеводороды могут прорываться в грунтовые и артезианские воды, выходить буквально на дневную поверхность и вызывать многие другие негативные эффекты и последствия.

В этой ситуации у государства, государственных нефтегазовых монополий, частных инвесторов, владельцев/операторов лицензионных участков возникает некая возможность, ссылаясь на данные сейсмомониторинга ГРП, обосновать, что ГРП на самом деле не являются настолько экологически опасной операцией и при правильном инженерном проектировании развитие, направление и ориентация трещин становятся предсказуемыми и контролируемыми.

С позиции алгоритмов обработки в сейсмомониторинге ГРП можно назвать несколько ключевых, до конца не разработанных, процедур и не выясненных вопросов:

- уточнение процедуры фокусирующего преобразования;
- борьба за приемлемое отношение сигнал/помеха регистрируемых данных;
- требует ли сейсмомониторинг ГРП обязательного предварительного выполнения вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в этой же самой скважине с целью получения высокоразрешенного гидографа продольных и поперечных скоростей, модели плотности среды от глубины и др. показателей;
- в случае некорректности (неточности) этих моделей, насколько в этом случае компрометируются и искажаются результаты обработки сейсмомониторинга.

Проблемы, возникающие с позиции полевого сбора данных:

- прямая поверхностная регистрация или регистрация с боковым обзором;
- частотный отклик геофонов, ширина пропускания;
- регистрация на поверхности или в скважинах.

Обработка данных сейсмомониторинга ГРП достаточно хорошо освещена в отечественных [1-5] и иностранных патентах [6-7]. Несмотря на то, что теоретические основы обработки данных метода сейсмомониторинга были заложены еще в начале 80-х годов XX века (среди отечественных авторов можно назвать Чеботареву и др. [8]), более строгое и формальное описание метода появилось только в последнее десятилетие.

В названных патентах формально и лаконично описаны алгоритмы сбора и обработки данных сейсмомониторинга, представлены готовые алгоритмы, блок-схемы, схемы сейсмического наблюдения. Такое представление материала значительно упрощает процедуры расчета с использованием сущ-

ствующего программного обеспечения, позволяет достаточно быстро при необходимости написать собственное программное обеспечение или создать заинтересованным производителями аппаратную поддержку.

Наиболее доступно процесс обработки данных сейсмомониторинга представлен в работе [9]. В данной статье очень кратко изложим основные положения.

Пусть $S(x, y, z)$ – единичное импульсное сейсмическое событие в пласте с координатами (x, y, z) ; $M_j(x_j, y_j, z_j)$ – поверхностные координаты j -го геофона (сейсмоприемника); v – средняя скорость среды. Тогда расстояние $P(M_j, S)$ между сейсмоприемником j и событием S можно вычислить по формуле:

$$P(M_j, S) = \sqrt{(x_j - x)^2 + (y_j - y)^2 + (z_j - z)^2},$$

а временная задержка на пробег импульса S до геофона M_j имеет вид:

$$T_j = \frac{P(M_j, S)}{v}.$$

Параметры (x, y, z) и v являются неизвестными, их необходимо найти.

Из всех геофонов (каналов) выбирается некий эталонный канал j_0 , и записанные трассы каждого сравниваются с трассой j_0 . Обычно это выполняется с помощью функции взаимной корреляции (ФВК). Для каждого канала появляется параметр τ_j – сравнение задержки на пробег импульса S с эталонным каналом:

$$\tau_j = \frac{P(M_j, S)}{v} - \frac{P(M_{j0}, S)}{v}.$$

Параметры (x, y, z) и v являются неизвестными, в то время как τ_j определены.

Далее, минимизируется функционал $J(x, y, z, v)$, состоящий из суммы квадратов τ_j , перебираются значения (x, y, z, v) и находится решение (не обязательно единственное в случае переизбыточности данных). Естественно, что количество каналов (сейсмоприемников), должно быть не менее 4-х для поиска решения.

На следующем этапе, определяется совокупность точек $S(x, y, z, t)$ из всего поля наблюдения микросейсмических событий. Здесь, возникают следующие проблемы:

во-первых, точек очень много, при типовом ГРП может быть величина порядка десятков тысяч; во-вторых, возникает пространственно-временная неопределенность, события $S_1(x, y, z, t)$ и $S_2(x, y, z, t)$ могут находиться так близко во времени и пространстве, что сейсмоприемнику или

алгоритму, который за ним стоит, очень трудно определить откуда же и когда точно пришел тот или иной всплеск (импульс) (рис 1):

К этому можно добавить погрешности самого геофона и всего цифрового измерительного тракта, шаг дискретизации которого обычно не превосходит 1-2 миллисекунд. Естественным решением такой проблемы (рассеянного облака решений) является стягивание (фокусировка) двух и более точек в одиночные $S'(x, y, z, t)$.

В стоимостном отношении сейсмомониторинг ГРП сложно отнести к убыточным (затратным) или прибыльным операциям. Данный метод дает массу объективной информации, но разобраться в ней очень не просто. Для этого недропользователю при планировании и интерпретации полученных результатов приходиться обращаться к услугам специалистов различного профиля. Здесь нужен и петрофизик, и геофизик ГИС, и геофизик сейсмик, и

ные вложения в микросейсмомониторинг (в общей сложности порядка не менее сотен миллионов долларов). Эти усилия во многом остаются безрезультатными в связи с рядом факторов, включая неполное (или слабое) понимание сейсмогеологических и геомеханических процессов, вызванных наведенной микросейсмичностью [14].

Геофизический рынок сервисных услуг необычайно насыщен в России крупными и мелкими игроками – поставщиками геофизических услуг и заказчиками – нефтяными компаниями. И если нефтяные гиганты достаточно свободно могут себе позволить выбор технологий и поставщиков геофизических услуг, то компании малых размеров, которые, условно говоря, владеют единичными или несколькими лицензионными участками, гораздо более ограничены в средствах и технологиях. Здесь, неправильный выбор технологии и/или исполнителя геологоразведочных работ может приве-

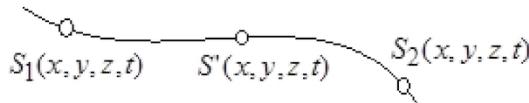


Рис.1. Пространственно-временные микросейсмические события
Fig.1. Spatio-temporal microseismic events

специалист по гидродинамике, и, возможно, региональный геолог с пониманием регионального текtonического режима (режима стрессов и напряжений). Сейсмомониторинг ГРП, как триггер, создает цепочку непростых проблем и, тем самым, вызывает отрицательное отношение к данному методу, особенно у неопытных недропользователей [10].

Следует понимать, что сейсмомониторинг ГРП прежде всего дает полевые данные, и эти данные можно рассматривать, обрабатывать и анализировать в рамках любых построений и теорий. Можно рассматривать сейсмомониторинг в рамках традиционной сейсморазведки, где ГРП – набор микроземлетрясений / микросейсмических событий (от порядка сотен до тысяч) разнесенных на небольшом пространстве и времени, где решается задача локализации точек возбуждения.

Применение микросейсмического мониторинга в нефтегазовой промышленности значительно увеличилось за последние 20 лет [11]. Он применяется не только при операциях ГРП в залежах сланцевого газа и ловушках газа в славопроницаемых плотных коллекторах, но и при других технологиях стимулирования добычи, как инъекция пара в залежах тяжелой нефти и слабопроницаемых коллекторах, а также других технологиях увеличения нефте- и газоотдачи из разрабатываемых коллекторов.

Общий объем проведенных операций ГРП в США за период (1952-2012) оценивается в количестве порядка 1 миллиона [12-13]. Там же в настоящее время порядка 3-5% операций ГРП сопровождается микросейсмическим мониторингом. Нефтяные и газовые компании инвестировали значитель-

сти к быстрому разорению владельца лицензионного участка.

Одной из перспективных современных технологий разведки является сейсмомониторинг гидроразрыва пласта (ГРП) [15], если правильно выполнен и получены достоверные результаты, то, безусловно, для компании-заказчика малых размеров, он является почти что панацеей. Тем не менее, рассмотрим плюсы и минусы выбора этого метода, а также некоторые особенности принятия бизнес-решений, связанных с ним.

Минусы:

– невозможность проведения качественного супервайзинга сейсмомониторинга ГРП (особенно обработки), у компаний-заказчиков еще не наработан опыт в этом;

– слабое понимание компанией-заказчиком основных математических алгоритмов обработки сейсмомониторинга ГРП (в частности, фокусирующего преобразования (ФП), алгоритмов эмиссионной томографии);

– отсутствие / недостаток данных и знаний из других источников (от компаний-заказчиков) о результатах выполнения сейсмомониторинга ГРП;

– в случае неправильных выводов исполнителя работ, компания заказчик рискует неверно разместить скважины (добычающие, нагнетательные) и понести тем самым гораздо большие убытки в сравнении со стоимостью самих работ.

Плюсы:

– низкая стоимость работ сейсмомониторинга ГРП в сравнении со стоимостью полевых работ 2D и 3D (могут отличаться на несколько порядков);

– если работы сейсмомониторинга ГРП дали положительный результат, как в случае на одной из площадей в Западной Сибири, то по правильному результату (направление регионального стресса, по которому и произошло развитие трещины) компания-заказчик может правильно расположить скважины на этапе разработки и эксплуатации месторождения (водонагнетательные и добывающие), что окупит стоимость таких работ;

– знание азимутальных характеристик площади (анизотропии) имеет едва ли не сопоставимое значение по важности в сравнении со знанием структурного плана;

– выводы сейсмомониторинга ГРП имеют важное значение для компании-заказчика, владеющей площадями с низкопроницаемыми коллекторами, где главная надежда на трещиноватость коллекторов, в этом смысле сейсмомониторинг ГРП вместе с вертикальным сейсмическим профилированием (ВСП) – один из немногих макрометодов определения анизотропии в площадном и региональном смысле.

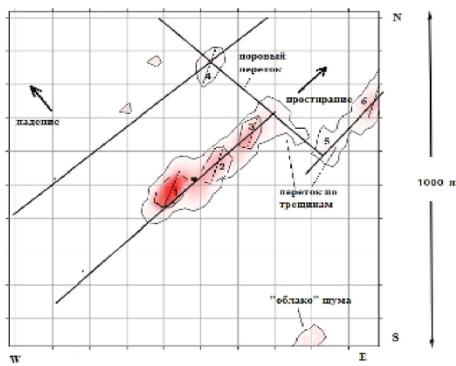


Рис. 2. Накопленная энергия сейсмической эмиссии за период ГРП

Fig. 2. Accumulated energy of seismic emission during the period of fracturing

В данной работе представлен сравнительный анализ целесообразности сейсмомониторинга гидроразрыва пласта в нефтяной компании малых размеров.

На одном из малых месторождений в Западной Сибири был выполнен сейсмомониторинг ГРП. Не смотря на то, что трещина была определена совсем небольшого размера $450 \times 225 \times 275$ (м), результат использовался при заложении сетки эксплуатационных скважин с размером ячейки (800×800) м. Результаты превзошли все ожидания.

Сейсмомониторинг ГРП выполнялся в горизонтальной скважине на глубине 2520 м от дневной поверхности, работы проводились в клиноформенном пласте БС72 (нижний неоком). На рис. 2 представлен график накопленной энергии сейсмической эмиссии за период ГРП на сетке предполагаемого разломно-блочного строения пласта.

На рис. 3 представлена схема расположения нагнетательных и добывающих скважин вдоль

направления наименьшего напряжения горной породы и максимальной проницаемости.



Рис. 3. Расположение нагнетательных и добывающих скважин

Fig. 3. Location of injection and production wells

На рис. 4 представлена схема наблюдения сейсмомониторинга ГРП: зеленый квадрат – площадь исследования и построения горизонтального разреза; синие пункты – пункты приема (расположения геофонов) принятые в обработку; красные – исключенные из обработки в связи с низким отношением «сигнал помеха», находятся слишком далеко от эпицентра.

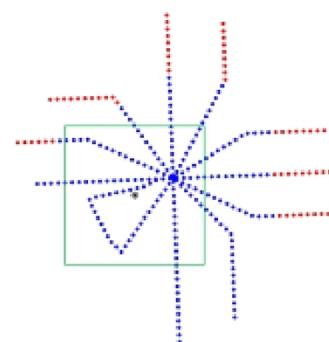


Рис. 4. Схема наблюдения сейсмомониторинга ГРП

Fig. 4. Scheme of observation of seismic monitoring of fracturing

На рис. 5 представлены этапы развития трещины ГРП во времени: а) через 1 час после начала выполнения ГРП, б) через 3 часа после начала выполнения

Расчеты выполнялись на рабочей станции Intel Pentium, с тактовой частотой 2.8 ГГерц и оперативной памятью 16 Гбайт, общее время расчета (томография и фокусировка) на заранее определенной скоростной модели (на результатах ВСП) составило порядка 72 часов. Обрабатывались только данные времени регистрации (3 часа записи сейсмоприемников) непосредственно только самой операции ГРП.

На рис. 6 представлена упрощенная схема сейсмомониторинга ГРП. Общее смещение приемной расстановки относительно проекции забоя на дневную поверхность увеличивает базу приема. Если для геофона С сейсмические события А и В практи-

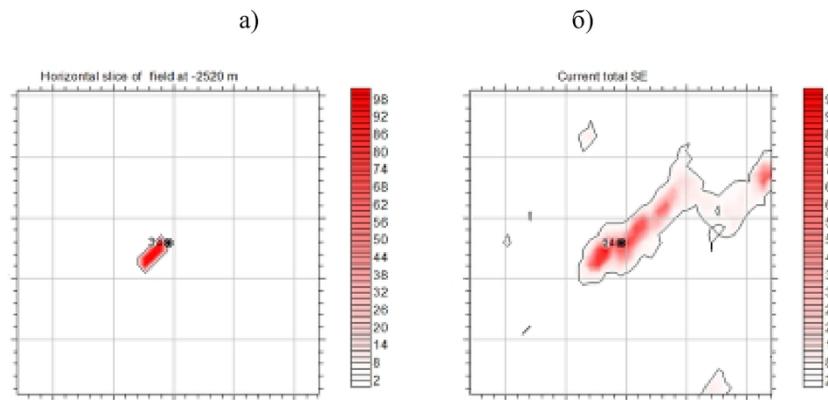


Рис. 5. Этапы развития трещины ГРП во времени
 Fig. 5. Stages of frac development in time

тически равнозначны (если близки по времени), то для геофона D, ход лучей от этих событий существенно различен, что позволяет их лучше разделить, см. рис. 1 и пояснения по фокусировке; обратная сторона сдвига приемной расстановки – потеря в отношении «сигнал помеха» на больших удалениях.

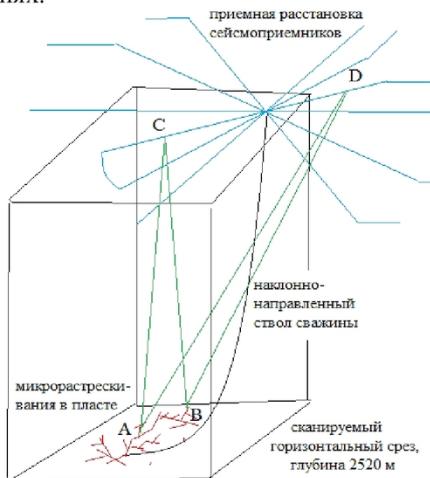


Рис. 6. Упрощенная схема сейсмомониторинга ГРП
 Fig. 6. Simplified diagram of seismic monitoring of fracturing

При принятии решения относительно характера проведения сейсмомониторинга ГРП нефтяная компания-заказчик должна сама ответить на ряд вопросов, относительно того, как и какими средствами сейсмомониторинг будет проводиться:

- требуется ли наземный или скважинный сейсмомониторинг;
- использовать трех- или однокомпонентные сейсмоприемники;
- с какой полосой пропускания использовать геофоны;
- количество геофонов (регистрирующих каналов);
- требуется ли заглубление геофонов;
- расстановка геофонов (регулярная/нерегулярная);

- максимальное удаление элементов расстановки от центра (боковой обзор);
- время регистрации сейсмомониторинга;
- беспроводная/кабельная система наблюдения и т.д.

Каждый из этих пунктов влияет на окончательную цену работы, также как и на качество получаемых результатов, но из опыта понятно, что некоторые «дорогие» опции, например, заглубление, широкая полоса пропускания геофонов (ниже 10 Гц), трехкомпонентность, могут компенсировать массовое использование дешевых сенсоров. Работы, описанные выше, проводились с использованием массовых дешевых однокомпонентных приборов GS20DX с полосой пропускания от 20 Гц [ОYO Geospace], при этом простое увеличение количества сенсоров в N раз приводит нелинейному увеличению отношения «сигнал/помеха» в \sqrt{N} раз [10].

Ответ на вопрос о том, как именно проводить сейсмомониторинг ГРП лежит в плоскости и области понимания заказчиком, что собственно он ожидает от самого ГРП, как хорошо он понимает гидродинамику и геологию залежи, и какие именно цели, планы и механизмы разработки стоят в будущем. В зависимости от этого выбираются параметры сейсмомониторинга. При этом необходимо понимать, что сейсмомониторинг, достаточно сильно (если не кардинально) отличается от традиционной сейсморазведки МОГТ 2D/3D. Если традиционная сейсморазведка говорит обо всем, и ни о чем одновременно. Она покрывает большие площади и объемы недр, при этом общая информативность достаточно низкая, и от нее нельзя требовать большего.

Сейсмомониторинг ГРП – достаточно специализированные и локализованные в пространстве работы, с достаточно удачным источником возбуждения сигнала (прострел перфорации), с уникальной возможностью проверки механических свойств породы (прочности, деформации, напряжений), с

возможностью наблюдения поведения флюидов в пласте. Об этом традиционная наземная сейсморазведка может только мечтать, но минус этого метода, что он исключительно локализован, и в целом требует незаурядных интеллектуальных усилий, чтобы собрать пазл и модель из всех доступных и полученных переменных. Надо понимать, что недра земли достаточно сложны, здесь одновременно происходят и конкурируют множество процессов: химические, физические (механические, термодинамические, электрические) с самым разным составом и фазовыми превращениями. Описать это в стабильном установившемся режиме – уже проблема, тем более, если на систему оказывается импульсное механическое воздействие.

Выходы. На данном примере применение сейсмомониторинга ГРП безусловно себя оправдало, поскольку были получены данные о разломно-блоковом строении пласта, о направлении регионального стресса (направлении максимально напряженного состояния горной породы). Все эти данные безусловно облегчили решение вопроса о правильной постановке нагнетательных и добывающих скважин, поскольку переток воды и вытеснение нефти в нагнетательную скважину должно осуществляться в поровом пространстве, а не в макро- и микротрещинах, где вода имеет все возможности

В условиях дешевеющей нефти, исчерпания запасов богатых месторождений углеводородов, такие методы как сейсмомониторинг ГРП становятся все более актуальными. В данном примере компания-заказчик пошла на риск финансирования этого метода (оплата стоимости работ и, самое главное, планирование эксплуатации месторождения согласно выводам этих работ), и правильная эксплуатация/постановка скважин обеспечили высокую рентабельность месторождения.

Традиционная парадигма ловушек углеводородов (структурные, стратиграфические, литологические) постепенно уступает место геомеханическим ловушкам [16], где, прежде всего, анализируется поле стресса и напряжения породы. Кроме того анализируется, что именно во времени привело породу к ее нынешнему состоянию, и как любое внешнее воздействие *in situ* может повлиять на ее целостность, энергетический статус, фазовый состав, состояние стресса или разгрузки. Это требует нового нестандартного мышления и отказа от старых стереотипов. Неудивительно, что сейсмомониторинг ГРП с большим трудом пробивает себе дорогу в отрасли, поскольку для новых нестандартных данных требуется и новое понимание старых проблем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РФ RU 2278401. Способ микросейсмического мониторинга пространственного распределения источников эмиссии и рассеянного излучения и устройство для его осуществления / И. Я. Чеботарёва [и др.], 2006.
2. РФ RU 2451307. Способ измерения координат микросейсмических источников / А. Ф. Кушнир [и др.], 2012.
3. РФ RU 2494418. Способ измерения координат микросейсмических источников и параметров механизмов их очагов в условиях сильных сейсмических помех / А. Г. Епифанский [и др.], 2013.
4. РФ RU 2539745. Способ сейсмического мониторинга в процессе разработки месторождений углеводородов на акваториях / В. И. Богоявленский [и др.], 2015.
5. РФ RU 2540005. Способ сейсмического мониторинга месторождений углеводородов на акваториях / В. И. Богоявленский [и др.], 2015.
6. Patent US 006892801. Duncan P.M., Laking J.D., Flores R.A. Method for passive seismic emission tomography, 2008.
7. OYOGeospace, спецификация геофонов GS20DX Режим доступа: <http://www.geospace.com/wp-content/uploads/2013/12/592-04900-01-GS-20DX-Rev-A.pdf>
8. Чеботарева, И. Я. Структура и динамика геосреды в шумовых сейсмических полях, методы и экспериментальные результаты // Акустика неоднородных сред. Ежегодник РАО, 2011. – № 12. – С. 147-156.
9. Шмаков, Ф. Д. Методика обработки и интерпретации данных наземного микро-сейсмического мониторинга ГРП // Технологии сейсморазведки, 2012. – № 3. – С. 65-72.
10. Рабинович, Е. В. Наземная локация микросейсмических сигналов для мониторинга гидравлического разрыва пласта // Доклады ТУСУРа, 2012. – № 1 (25), часть 1. – С. 104-112.
11. Warpinski N. Microseismic Monitoring: Inside and Out // Journal of Petroleum Technology 2009. V. 61, N 11. P. 80–85.
12. King, G. E. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Re-

porter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers, 2012.

13. Maxwell S., Reynolds F. Guidelines for Standard Deliverables from Microseismic Monitoring of Hydraulic Fracturing // CSEG Recorder. 2013. March.

14. Александров, С. И. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы / С. И. Александров [и др.] // Технологии добычи и использования углеводородов, 2014. – № 2 (1). – С. 39-43.

15. Буров, Д. И. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта / Д. И. Буров [и др.] // Технологии сейсморазведки, 2012. – № 1. С. 63-66

16. Козлов, Е. А. Модели среды в разведочной сейсмологии – Тверь: изд-во ГЕРС, 2008. – 278 с.

REFERENCES

1. RF RU 2278401. Sposob mikroseysmicheskogo monitoringa prostranstven-nogo raspredeleniya istochnikov emissii i rasseyannogo izlucheniya i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya / I. Ya. Chebotareva [i dr.], 2006.
2. RF RU 2451307. Sposob izmereniya koordinat mikroseysmicheskikh istochnikov / A. F. Kushnir [i dr.], 2012.
3. RF RU 2494418. Sposob izmereniya koordinat mikroseysmicheskikh istochnikov parametrov mekhanizmov ikh ochagov v usloviyakh sil'nykh seysmicheskikh pomekh / G. Epifanskiy [i dr.], 2013.
4. RF RU 2539745. Sposob seysmicheskogo monitoringa v protsesse razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov na akvatoriyakh / V. I. Bogoyavlenskiy [i dr.], 2015.
5. RF RU 2540005. Sposob seysmicheskogo monitoringa mestorozhdeniy ugle-vodorodov na akvatoriyakh / V. I. Bogoyavlenskiy [i dr.], 2015.
6. Patent US 006892801. Duncan P.M., Laking J.D., Flores R.A. Method for passive seismic emission tomography, 2008.
7. OYOGeospace, спецификация геофонов GS20DX Режим доступа: <http://www.geospace.com/wp-content/uploads/2013/12/592-04900-01-GS-20DX-Rev-A.pdf>
8. Chebotareva, I. Ya. Struktura i dinamika geosredy v shumovykh seysmicheskikh polyakh, metody i eksperimental'nye rezul'taty // Akustika neodnorodnykh sred. Ezhe-godnik RAO, 2011. – № 12. – S. 147-156.
9. Shmakov, F. D. Metodika obrabotki i interpretatsii dannykh nazemnogo mikro-seysmicheskogo monitoringa GRP // Tekhnologii seysmorazvedki, 2012. – № 3. – S. 65-72.
10. Rabinovich, E. V. Nazemnaya lokatsiya mikroseysmicheskikh signalov dlya moni-toringa gidravlicheskogo razryva plasta // Doklady TUSURa, 2012. – № 1 (25), chast' 1. – С. 104-112.
11. Warpinski N. Microseismic Monitoring: Inside and Out // Journal of Petroleum Technology 2009. V. 61, N 11. P. 80–85.
12. King, G. E. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. The Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers, 2012.
13. Maxwell S., Reynolds F. Guidelines for Standard Deliverables from Microseismic Monitoring of Hydraulic Fracturing // CSEG Recorder. 2013. March.
14. Aleksandrov, S. I. Mikroseysmicheskiy monitoring gidrorazryva plasta: uspekhi i problemy / S. I. Aleksandrov [i dr.] // Tekhnologii dobychi i ispol'zovaniya uglevodorodov, 2014. – № 2 (1). – S. 39-43.
15. Burov, D. I. Praktika primeneniya seysmomonitoringa gidrorazryva plasta / D. I. Burov [i dr.] // Tekhnologii suysmorazvedki, 2012. – № 1. S. 63-66
16. Kozlov, E. A. Modeli sredy v razvedochnoy seysmologii – Tver': izd-vo GERS, 2008. – 278 s.