

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

03/2014

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ месторождения углеводородов

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

- ООО НПК "СибГеофизПрибор" -- 20 лет
- Новая модель отечественного виброисточника "РУСИЧ"
- RT System-2 - новое поколение сейсморегистрирующих систем.



Объединяя стихии...



XZone

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ
СИСТЕМЫ



Bottom Fish

ДЛЯ РАБОТ
НА МОРЕ



Marsh Line

ДЛЯ РАБОТ
В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ



Fly Lander

ДЛЯ РАБОТ
НА СУШЕ



353477 Россия, Краснодарский край, г.Геленджик, ул.Ручейная,8
т.:(86141)26615, ф.:(86141)26601
office@intromarin.ru, www.intromarin.ru

КОЛОНКА РЕДАКТОРА**В России успех сопутствует дальновидным!**

Главный редактор журнала П.А.Турлов

Наши партнеры

Логотипы организаций, финансово участвующих в издании этого номера журнала

ТЕМА НОМЕРА:**Геофизический мониторинг месторождения углеводородов****ГЛАВНАЯ ТЕМА****Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки 6**

Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О.

Новые представления об особенностях формирования ловушек УВ в Западной Сибири и методы создания их геологических моделей с применением специализированных сейсмических технологий 16Шлёнкин С.И., Ганиев В.А., Берин М.В., Максимов С.Н.,
Макозюба Н.В., Токарева И.В.**Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором 25**

Цейтлин С. Д., Мирзоев Г. Г., Ихсанов А. И., Кашик А. С.

Применение метода максимального правдоподобия для микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта 34

Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Мокшин Е.В.

Современное состояние технологии поиска и мониторинга залежей углеводородов АНЧАР. Результаты последних лет 43

Арутюнов С.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е.

«Приборы и системы разведочной геофизики»**Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.****Учредитель**
СРО МОО ЕАГО**Издатель**
ООО «ИнформГеофиз-Сервис»**Директор**
Турлов П.А.**Адрес издательства**
410019, г. Саратов,
ул. Крайняя, д. 129
Тел. (8452) 64-14-32**Главный редактор**
Турлов П.А.
paturlov@mail.ru**Выпускающий редактор**
Кузнецов И.М.**Координатор проекта**
Матвеев С.А.**Верстка**
Мокроусов Д.В.**Обложка и оформление**
Мокроусов Д.В.**Web сайт**
psrgeo.ru**Тираж отпечатан**
в типографии
ООО «Формат»
т.: (8452) 39-33-77**Тираж:** 300 экз.**Подписано в печать**

23.09.2014

Дата выпуска

30.09.2014

Издание зарегистрировано
в Министерстве РФ по делам
печати, телерадиовещания
и средств массовых коммуни-
каций за номером ПИ №77-7906
от 27.04.2001

© Турлов П.А., составление, 2014

© ООО «ИнформГеофизСервис»,
оформление, 2014**От редколлегии**Ответственность за подбор
и изложение фактов в статьях
несут авторы. Редколлегия может
публиковать статьи, не разделяя
точки зрения авторов**На обложке:**

Фотография Карболева И.А.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

«ООО НПК «СибГеофизПрибор» - 20 лет	50
Черепанов В.П.	
Новая отечественная модель электрогидравлического вибрационного источника сейсмических сигналов СВ-30/150БМ «Русич»	62
Асан-Джалалов О.А., Алелюхин Р.Н., Оменцов Ф.И., Насыбулин Е.Х., Панов Р.С., Каспаров О.С., Хлебников П.А., Костюченко С.Л., Сулейманов А.К.	
RTSystem 2 - новое поколение сейсморегистрирующих систем	70
Кузьмичев В.Е., "Wireless Seismic, Inc.", г. Москва	

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Перспективы развития геолого-технологических исследований и систем мониторинга в рамках технологии кросс-моделирования	82
Кузнецов И.В., Турчанинов В.Ю., Шайбаков А.Л.	
Способ сейсморазведки с возбуждением колебаний в воздушной или водной среде и фокусированием энергии в точках приема на границе акустической и упругой сред	88
Табakov А.А.	

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Интегрированные инновационные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике для повышения эффективности ГРП от поиска до добычи	92
Мануков В.С.	

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Сиб Геофиз Прибор



В России успех сопутствует дальновидным!

Уважаемые коллеги, друзья! Хотя этот номер журнала попадет в ваши руки уже после 7-го сентября, мы – редакция журнала – искренне и сердечно поздравляем вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности! Желаем Вам и вашим близким крепкого здоровья, благополучия, успехов в труде!

Нефтегазовый комплекс был и сегодня остается важным фактором экономической и социальной стабильности нашего общества.

Вместе с тем, следует отметить, что эра легкой добычи углеводородного сырья в России и во всем мире безвозвратно канула в Лету. Учитывая быстрое сокращение ресурсной базы, техническую сложность открытия новых «легких» месторождений, можно легко предположить, что мир в обозримом будущем столкнется с угрозой превышения спроса на углеводородные ресурсы над объемом их добычи.

В настоящее время российские нефтегазовые компании предпочитают сосредоточиться на поддержании добычи на существующих активах. А это неминуемо ведет к значительному сокращению объемов разведки, которая, к сожалению, и так находится не на оптимальном уровне. Однако в долгосрочной перспективе можно прогнозировать неуклонный рост объемов сейсморазведки, но теперь уже в основном на шельфе. Российской нефтегазовой промышленности предстоит решать сложнейшие проблемы. Для обеспечения высокой эффективности исследований на шельфе потребуется своевременное технологическое перевооружение отечественной геофизической отрасли. Задача не из легких, требующая значительных инвестиций. Справимся ли? Что ж, поживем – увидим. Очень хочется верить, что справимся.

Со своей стороны, мы готовы обеспечить информационную поддержку поиска решений технологических проблем, с которыми отечественная геофизическая отрасль

■ Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов
сталкивается при сейсмической разведке шельфовых месторождений.

Если вы еще не планировали рекламный график на 2015 год, обратите внимание на наш план публикаций в 2015 году.

Темы выпусков журнала в 2015 году:

- **Выпуск 1/2015 «Шельф – большие ожидания, большие трудности»**
- **Выпуск 2/2015 «Не все начинается со взрыва - несейсмические методы геофизических исследований»**
- **Выпуск 3/2015 «Обработка, визуализация и интерпретация сейсмических данных – современное состояние»**
- **Выпуск 4/2015 «Тенденции и проблемы нефтегазовой разведки. Дискуссионный форум»**

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» - единственное российское издание, целиком и полностью посвященное вопросам, связанным с разработкой, изготовлением и использованием геофизического оборудования, предназначенного для поиска нефтяных и газовых месторождений. Наш журнал пользуется заслуженным доверием как российских, так и зарубежных рекламодателей. Нам хочется чтобы журнал стал «необходимым дополнением» к маркетинговой стратегии компаний, работающих или предполагающих работать на российском рынке. Ведь в России успеха добиваются те компании, которые думают о долгосрочной перспективе и занимаются своим непосредственным делом. Имена многих из них уже заняли прочное место на страницах нашего журнала. Надеюсь, что в ближайшем будущем к этому списку добавятся и новые компании.

С уважением



П.А.Турлов

Главный редактор

Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки

■ Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., ООО «ИННТ», г. Москва
Колигаев С.О., ООО «Лаборатория ПИТ «ИНФРАД», г. Москва

В статье рассмотрены проблемы эффективности современных сейсморазведочных работ МОГТ. Предложены и проанализированы альтернативные методы, основанные на изучении волн микросейсмической эмиссии. Приведены примеры проведенных работ в данном направлении и показана эффективность данных технологий для решения различных геолого-промысловых задач на примерах месторождений в Урало-Поволжье, Западной Сибири и за рубежом.

Введение

Сейсморазведка, как промышленная технология, была создана в 20-х годах прошлого столетия в США для обнаружения антиклинальных ловушек, где возможно скопление нефти или газа. Широкое применение сейсморазведки на отраженных волнах (после недостаточно результативного использования преломленных волн) позволило существенно поднять эффективность поиска и разведки месторождений углеводородов (УВ) по сравнению с ранее применявшимся методом «диной кошки». Прошедшее почти столетие развития и совершенствования сейсморазведки определило ее ведущее положение в общем комплексе геолого-разведочных работ на нефть и газ. Достаточно отметить, что в настоящее время практически ни одну поисково-разведочную скважину не бурят без предварительного анализа результатов сейсмических исследований. Цифровая революция в информационных технологиях (затронувшая, из всех геофизических методов, в первую очередь сейсморазведку) позволила существенно повысить качество наблюдений и обработки данных, разрешенность, точность и глубинность исследований, выйти на качественно новый уровень пространственно-временного (3D и 4D) изучения геологической среды и т.д.

Казалось бы, что после таких совершенствований, которые наблюдались за

последние 30-40 лет, должна существенно повыситься эффективность сейсморазведки. (Геологи-нефтяники эту эффективность определяют не по точности вскрытия целевого горизонта-коллектора, а по наличию промышленного притока УВ в скважинах, пробуренных по результатам сейсморазведки.) Однако по данным мировой статистики[16] эффективность результатов бурения (после сейсморазведки) практически не повышается в течение вышеуказанных десятилетий и остается в среднем на уровне 30-35% для неразбуренных (поисковых) площадей и 65-70% для разбуренных (разведочных) площадей. В чем причина такого «застоя» при наличии существенного технического прогресса?

1. Проблема методологии современной сейсморазведки

По нашему мнению основная причина «застоя» кроется в устаревшей методологии сейсмических исследований. Если перед сейсморазведкой ставится задача найти и разведать нефтяное (или газовое) месторождение, то по результатам сейсмических исследований необходимо в первую очередь ответить на вопрос: «Где в геологической среде находится нефтегазосодержащий объект и каковы его форма, размеры, структура неоднородности флюидонасыщения и неравномерность содержания нефти и газа?». При такой постановке основного вопро-

са, задача поиска и разведки ловушки возможного скопления УВ-сырья (основная задача современной сейсморазведки) отходит на второй план и становится вспомогательной. Такая смена основных задач сейсморазведки стала очевидной в настоящее время, особенно это актуально для месторождений сланцевой нефти и газа, где их добывают в низкопоровых коллекторах вне зависимости от структурных форм, положения, наличия ловушки и т.д. В этой ситуации необходимо знать, где находятся скопления нефти или газа, а не ловушки их возможного скопления. Какова возможность решения данной задачи средствами стандартной сейсморазведки МОГТ-2D и -3D, использующей зеркально отраженные волны для изучения геологической среды?

Попытки прямого обнаружения скоплений нефти или газа в осадочной толще с помощью отраженных волн предпринимались ранее и сейчас неоднократно, но положительные результаты (по данным бурения) исчисляются единицами. К ним можно отнести несколько примеров получения «яркого пятна» и выделения отражений от газоводяных и водонефтяных контактов (ГВК и ВНК, соответственно). Невозможность прямого обнаружения месторождений УВ обусловлена тем обстоятельством, что кинематические и динамические параметры (атрибуты) зеркально отраженной волны имеют многофакторную зависимость от различных характеристик геологической среды, в т.ч. и от УВ-насыщения. Но основная доминантная зависимость, по которой можно получить достоверные результаты, определяется структурой слоистого строения отражающей толщи (мощностью 30-50 м), в которой формируется сигнал зеркально отраженной волны со своими атрибутами. А чтобы выделить из

отраженных волн информацию об УВ-насыщенности горных пород необходимо учесть или исключить влияние (на атрибуты) всех других факторов и, прежде всего, изменения слоистой структуры отражающей толщи, что сделать практически невозможно.

Таким образом, можно констатировать, что зеркально отраженные волны нельзя использовать для прямого определения УВ-насыщенных объектов в геосреде из-за низкой достоверности получаемых результатов. (За редким исключением, когда на сейсмических разрезах появляются «яркие пятна», связанные с залежью УВ, или зеркальные отражения от ГВК или ВНК.).

2. Микросейсмическая эмиссия: процесс, волны и закономерности

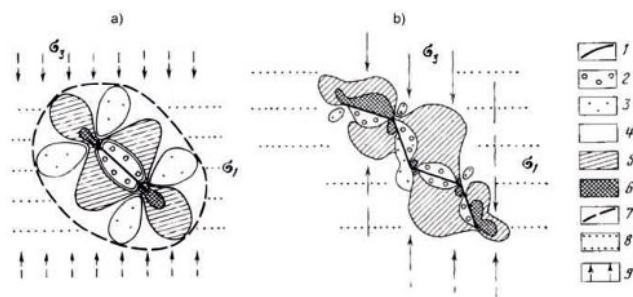
Поскольку достоверного решения задачи «прямого поиска УВ» по отраженным волнам получить невозможно, то следует использовать другой класс сейсмических волн, которые имеют доминантную зависимость своих параметров (атрибутов) от типа флюидонасыщения. Эту доминантную зависимость имеют волны микросейсмической эмиссии (МСЭ), которые в настоящее время используют в различных сейсмических технологиях, методиках и способах прямого обнаружения и разведки залежей УВ-сырья.

Учеными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» (Арутюнов С.Л., Чиркин И.А., Дыбленко В.П., Сунцов А.Е., Дрягин В.В., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О., Каляшин С.В. и др.) выполнены теоретические и экспериментальные (лабораторные, скважинные и полевые) исследования сейсмоакустической эмиссии, выявлены её эффекты и закономерности, установлен механизм генези-

са упругих волн в геологической среде и т.п. На основе результатов выполненных исследований разработаны сейсмические и акустические технологии (АНЧАР (Акустическая Низкочастотная Разведка), СЛОЭ (Сейсмолокация Очагов Эмиссии), КСАЭ (Каротаж Сейсмоакустической Эмиссии)), которые позволяют обнаружить залежи УВ на поисково-разведочных площадях и выделять нефтенасыщенные интервалы в разрезах скважин. Кроме того, созданные технологии существенно расширяют спектр решаемых геологических, промысловых, экологических и др. задач для повышения геологической и экономической эффективности поиска, разведки и разработки месторождений УВ-сырья. Следует также отметить, что технологии АНЧАР и СЛОЭ отмечены премией Правительства РФ в 2009 г. в области науки и техники [15], что указывает на официальное признание их эффективности на государственном уровне.

В результате выполненных (в вышеуказанной научной школе) исследований установлено, что генезис волны МСЭ обусловлен «кооперативным» (типа цепной реакции) излучением упругой энергии совокупностью открытых трещин в «единичном» объеме геосреды. Данный объем имеет форму диска с радиусом $R=(H \cdot \lambda)^{0.5}$ и толщиной $\Delta h=0,5\lambda$, где H – глубина «точечного» излучателя, а λ – длина волны МСЭ [11]. В процессе излучения потенциальная упругая энергия, накопленная на концах открытых трещин в форме локальных аномалий напряжения (рис. 1, [4]), преобразуется в кинетическую энергию упругой волны.

Основными свойствами сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в геологической среде являются ее непрерывность и повсеместность, т.е. излучение упругих волн в сейсмическом и акустическом

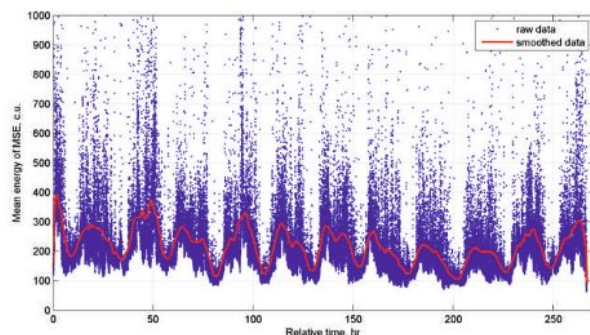


▲ Рис. 1. Рис.1.Пример моделирования напряженного состояния в области единичной линейной (а) и групповой зигзагообразной (б) трещин (по Гзовскому М.В., 1975 г.). 1 – трещина (прорезь в модели); участки: 2 – наибольшего снижения напряжений; 3 – незначительного снижения напряжений; 4 – сохранения первоначальной величины напряжений, 5 – незначительного повышения напряжений, 6 – наибольшего повышения напряжений; 7 – условная граница зоны излучения сигнала; 8 – направления максимальных нормальных напряжений сжатия σ_1 ; 9 – направления минимальных нормальных напряжений сжатия σ_3 .

диапазонах частот существует в геологической среде всегда и везде. Результаты лабораторных, скважинных и полевых экспериментальных исследований САЭ в геологической среде вне зависимости от ее масштаба (на образцах керна, в разрезах скважин или на площадях месторождений) позволили установить следующие закономерные особенности как самого процесса эмиссии, так и излучаемых геосредой упругих волн.

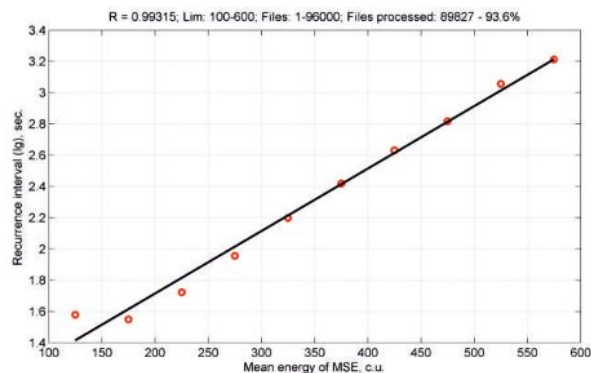
Во-первых, между энергетическим уровнем излучаемых волн МСЭ и периодом их повторного излучения (на том же уровне) или между динамическими и кинематическими параметрами процесса МСЭ существует корреляционная зависимость, которая соответствует закону Гутенберга-Рихтера о повторяемости землетрясений с разным энергетическим уровнем [1]. В качестве примера на рис. 2 приводится временной ряд средней энергии МСЭ для периода

наблюдения ~11 суток. По этому ряду взято 10 энергетических интервалов (с равным шагом от минимального до максимального значений) и рассчитаны средние периоды возникновения волн МСЭ в диапазоне каждого интервала (рис. 3).



▲ Рис. 2. Временной ряд значений энергии МСЭ для одной из точек в геологической среде по данным непрерывного СЛОЭ-мониторинга в течение 11 суток.

Полученная зависимость (в логарифмическом масштабе, с коэффициентом корреляции $R=0,993$) полностью соответствует закону повторяемости землетрясений, что дополнительно подтверждает фрактальные свойства геологической среды [12]. Логика данной закономерности, которой, кстати, подчиняется и акустическая эмиссия (АЭ), заключается в том, что для излучения упругой волны с большей энергией необходимо больше времени для накопления этой энергии в потенциальном виде (в очаге напряжения). Прикладное значение данной закономерности состоит в оценке достоверности результатов обработки данных МСЭ на площади исследования. Кроме того, полученную зависимость кинематических и динамических параметров МСЭ используют для отбраковки полевой информации, имеющей высокий уровень техногенных (движение автомобилей, самолетов и др.) и атмосферных (ветер, осадки) шумов. Например, в рассматриваемом случае, представлен-



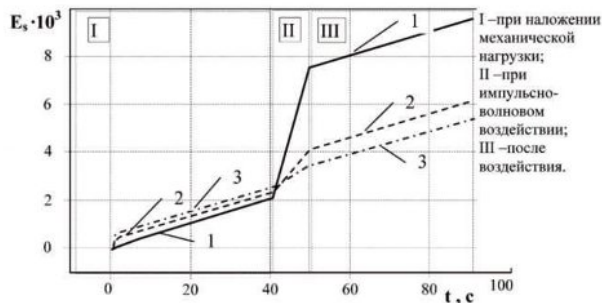
▲ Рис. 3. Зависимость между кинематическими и динамическими параметрами процесса МСЭ: энергетическим уровнем событий МСЭ и периодом повторяемости событий данного уровня.

ном на рис. 4, значения средней энергии более 600 усл. ед. отбраковывались из-за невозможности разделения волн МСЭ и техногенных шумов. При этом из общего количество точек 96000 во временном ряде осталось 89827, т.е. было отбраковано 6,4% точек.

Во-вторых, подкачка в геологическую среду дополнительной энергии (упругой, тепловой, гравитационной и т.д.) активизирует САЭ, что увеличивает среднюю энергию излучаемых микросейсмических волн. При этом максимальная активность эмиссии происходит в период максимального градиента воздействия на геологическую среду.

Например, мультипликативный случайный процесс МСЭ, представленный на рис. 2, имеет фазы активности, которые совпадают, в основном, с увеличением силы тяжести, когда Луна переходит из зенита в надир. С учётом данного примера можно считать, что наиболее эффективным средством активизации МСЭ является знакопеременное воздействие упругими волнами, например, виброили импульсное сейсмическое воздействие.

Этот вывод наглядно демонстрируют результаты лабораторных исследований



▲ Рис.4. Накопленная энергия АЭ, инициированная слабым импульсно-волновым воздействием для кернов с различным насыщением: 1 – нефть, 2 – вода, 3 – газ.

(рис. 4), полученные в НПП «Ойл-Инжиниринг» (Дыбленко В.П., Туфанов И.А. и др.) при изучении АЭ на образцах-клонах до и после импульсно-волнового воздействия [11, 6].

Ещё одним достаточно известным примером, иллюстрирующим данную закономерность, является процесс гидроразрыва пласта, когда в результате резкого роста пластового давления многократно увеличивается энергия волн МСЭ, что позволяет выделять их (в общем сейсмическом волновом поле) и позиционировать в геологической среде.

Таким образом, можно сделать общий вывод, что энергия наведенной МСЭ (после воздействия) будет всегда выше естественной. В связи с этим указанную закономерность используют в ряде сейсмических и акустических технологий. Например, в технологии АНЧАР применяют вибросейсмическое и импульсное воздействия для повышения активности МСЭ с целью сокращения времени регистрации сейсмического волнового поля на пункте наблюдения.

В-третьих, для относительно однородной геологической среды (при относительно постоянстве литологического состава, горного и пластового давлений и т.п.) энергия естественной и наведенной МСЭ для разного типа насыщения (нефть, вода или газ) имеет следующую последовательность неравенств:

$$E_n < E_v < E_g \text{ и } E'_n > E'_v > E'_g$$

где E и E' – энергии естественной и наведенной МСЭ соответственно, n , v и g – нефть, вода и газ соответственно.

Инверсия активности эмиссии упругих волн для пород с разным типом насыщения после воздействия достаточно наглядно представлена на рис. 4. При этом энергия АЭ для пород, насыщенных нефтью, увеличилась почти в 4 раза, водой – в 2 раза, а газом – только на первые десятки процентов.

Данная закономерность используется в технологии КСАЭ (Дрягин В.В. и др., [5, 9, 14]) для выделения нефтенасыщенных интервалов в разрезах скважин на основе повторного измерения энергии АЭ до и после воздействия. Важным преимуществом технологии КСАЭ (перед известными методами ГИС) является возможность достоверного выделения нефтенасыщенного интервала через обсадную колонну, цементное кольцо и зону проникновения бурового раствора.

В сейсморазведке указанную закономерность применяют в способе, предложенном Ведерниковым Г.В. и др. [3] для обнаружения месторождения нефти и определения его площадного положения на основе анализа уровня энергии МСЭ на полевых сейсмограммах МОГТ в интервале записи до первых вступлений. Здесь высокий фон МСЭ над нефтяным месторождением образуется за счет проведения массивированного вибросейсмического воздействия на геосреду при выполнении полевых сейсмических наблюдений МОГТ.

В-четвёртых, спектры волн МСЭ и периодичность их излучения отличаются для пород с разным типом насыщения: нефть, вода или газ. Для пород, насыщенных нефтью, максимум частотного спектра сдвинут в сторону низких частот, а период между актами излучения возрас-

тает по сравнению с породами водонасыщенными. Для пород, насыщенных газом, эти смещения максимума спектра и периодичности излучения имеют обратный характер. Вне зависимости от воздействия отмечается следующее соответствие указанных параметров:

- для амплитудного спектра сигнала волны МСЭ

$$F_H < F_B < F_2, \text{ где}$$

F – частота максимума амплитудного спектра;

- для автокорреляционной функции (АКФ) процесса МСЭ

$$\tau_H > \tau_B > \tau_2 \text{ при } K = \text{const или}$$

$$K_H > K_B > K_2 \text{ при } \tau = \text{const, где}$$

K и τ – коэффициент корреляции и время сдвига в АКФ соответственно.

Впервые данная закономерность была выявлена в 1991-1992 гг. на эталонных объектах (газохранилищах и разрабатываемых месторождениях) и реализована в технологии АНЧАР учёными РАЕН (Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В. и др. [2]) для промышленного внедрения прямых поисков залежей УВ. В технологии АНЧАР используют эффект смещения максимума спектра в сторону инфранизких сейсмических частот (1-7 Гц) при наблюдении сейсмического волнового поля над залежью УВ. Эффект смещения возникает за счёт того, что волны естественной или наведенной МСЭ являются составной частью общего волнового поля, регистрируемого в режиме пассивного наблюдения на поверхности. При этом «весовой» вклад волн наведенной МСЭ в общее поле существенно выше, чем естественной, что позволяет многократно сократить время наблюдения.

Данный эффект смещения максимума спектра используют в технологии «Адаптивная вибросейсморазведка» (Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. и др., [7, 8]) в

качестве одного из признаков обнаружения залежи нефти. Осуществляя одновременное возбуждение двух моночастотных сигналов f_1 и f_2 группой вибраторов, получают сейсмический разрез на разностной частоте (инфранизкой), на котором достаточно выразительно (в виде «яркого пятна») выделяется нефтяная залежь. Яркому проявлению данной аномалии способствует также эффект рассмотренного выше (п. 3) виброволнового воздействия на геосреду, в результате которого активизируется излучение инфранизкочастотных микросейсм из нефтенасыщенного коллектора. Важным преимуществом данной сейсмической технологии перед вышерассмотренными является возможность позиционирования аномалии-залежи не только на площади, но и по глубине.

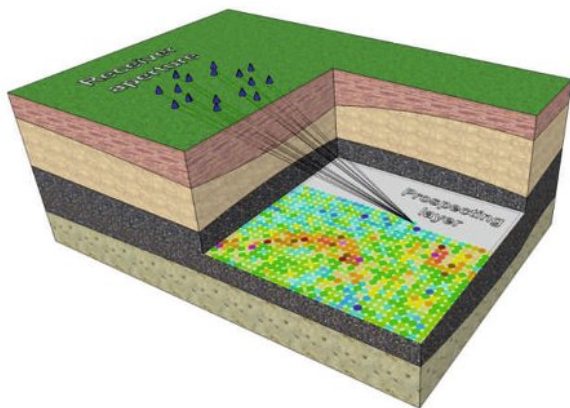
3. Технология СЛОЭ

• Другим направлением использования рассматриваемой закономерности является изучение не волн, а процесса естественной МСЭ, непрерывно наблюдаемого в течение длительного времени (сотни часов). Пример процесса МСЭ в виде временного ряда значений накопленной энергии волн МСЭ (за дискретный промежуток времени, равный 10 с), полученного при долговременном мониторинге, представлен выше (рис. 2). По результатам лабораторных и полевых экспериментальных исследований установлено, что динамические и кинематические параметры процесса МСЭ являются источником информации не только о типе флюидонасыщения (нефть, газ, вода) горных пород, но и о таких важных геологических параметрах среды, как интенсивность трещиноватость, физико-механические свойства пород («пластичность – хрупкость»), напряженное состояние (пластовое

давление). Данная информация позволяет существенно расширить спектр решаемых геологических, промысловых, технологических, экологических и др. задач как на поисково-разведочном этапе, так и при разработке месторождений. Однако, чтобы получить исходную информацию о процессе естественной МСЭ необходимо решить следующие основные задачи:

- Выделить в сейсмическом волновом поле, наблюдаемом на дневной поверхности, волны МСЭ, имеющие исключительно низкую энергетику, которая, например, на 2-3 порядка меньше, чем у отраженных волн, используемых в стандартной сейсморазведке 2-D и 3-D.
- Выполнить позиционирование волн МСЭ в заданном объеме геологической среды.
- В каждой точке позиционирования определить динамические и кинематические параметры МСЭ, по которым необходимо оценить 3D-распределение геологических характеристик среды в исследуемом объеме.

Для решения данных задач специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» (Чиркин И.А., Воробьев А.С. и др.) в 2005 г. была разработана инновационная



▲ Рис. 5. Принципиальная схема технологии СЛОЭ, осуществляющей сканирующий фокусирующий обзор нижнего полупространства.

технология СЛОЭ [14], принципиальная схема которой представлена на рис. 5. Данная технология позволяет решать задачи оперативного характера в реальном режиме времени, например, при контроле процессов гидроразрыва, бурения и т.п., и долговременного – при изучении свойств геологической среды, текущего состояния разрабатываемого месторождения, его флюидной структуры и т.п.

Технология СЛОЭ основана на принципе локатора пассивного типа и в ней реализованы следующие основные процедуры:

- непрерывный и неограниченный во времени мониторинг СВП;
- выделение волн МСЭ за счет суперкратного (10^5 - 10^6) суммирования сигналов СВП;
- позиционирование волн МСЭ на основе фокусирующего сканирующего обзора нижнего полупространства;
- визуализация текущего позиционирования волн МСЭ для контроля в реальном времени:
 - результатов техногенного воздействия на пласт типа ГРП, перфорация, закачка газа, внутрипластовое горение и др.;
 - процесса бурения скважины с целью определения координат забоя, оценки эффективности технологических параметров бурения, прогноза аварийноопасных ситуаций и интервалов бурения, износа долота и др.;
- определение динамических и кинематических параметров МСЭ в каждой точке сканирования на основе расчета стационарных характеристик случайного процесса – временного ряда энергии волн МСЭ при долговременном непрерывном мониторинге (более 500 часов);
- интерпретация результатов долговременного мониторинга МСЭ для реше-

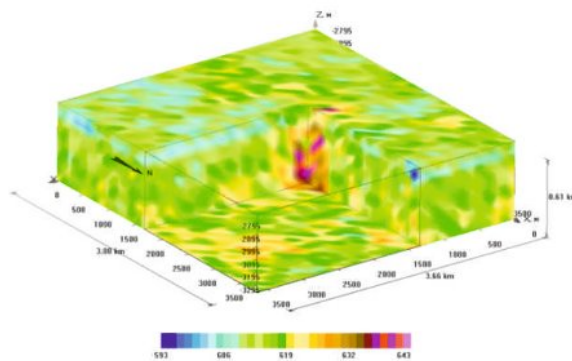
ния геологических, промысловых, экологических и др. задач при поиске, разведке и разработке месторождений УВ-сырья:

- оценка латеральной неоднородности флюидонасыщения (нефть, вода, газ) продуктивной толщи и выявление УВ-насыщенных объектов в геологической среде;
- оценка латеральной неравномерности УВ-содержания, литологического состава и пластового давления в продуктивной толще;
- определение миниблокового строения и схемы основных потоков флюида (воды и нефти) для оптимизации сетки добывающих скважин;
- выделение «останцов» в обводненной части и УВ-насыщенных участков за пределами известного контура залежи;
- определение потенциального дебита УВ добывающих скважин,
- определение первоочередных скважин для выполнения в них ГТМ и др.

Опытные и промышленные исследования по технологии СЛОЭ выполнены в различных регионах России (Восточная и Западная Сибирь, Урало-Поволжье и др.) и в США для решения как поисково-разведочных задач (в основном для выделения УВ-насыщенных объектов), так и задач повышения эффективности разработки месторождений [14, 13].

4. Примеры решения прикладных задач.

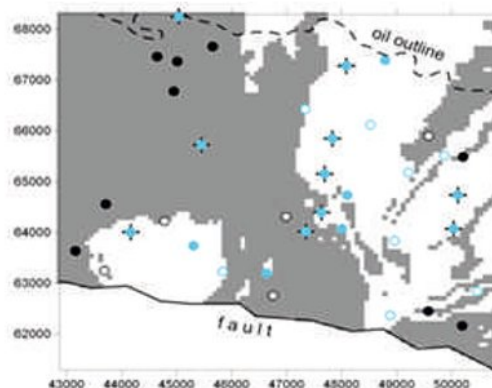
На рис. 6 показан основной результат оценки неоднородности нефтенасыщения осадочной толщи на площади ~13 кв.км. в интервале глубин ~2700 – 3300 м по 3D-полю значений стационарной характеристики (АКФ с фиксированной τ) процесса МСЭ. Данные разведочные работы по технологии СЛОЭ выполнены в



▲ Рис. 6. 3D-распределение поля АКФ процесса МСЭ, соответствующего индексу нефтенасыщения, на одном из месторождений в США.

районе месторождений сланцевой нефти в штате Техас США. Непрерывный СЛОЭ-мониторинг осуществлялся в течение 2-х недель на основе использования бескабельных сейсмосистем, аналогичных системе SCOUT, разработанных Саратовским СКБСП. Представленный вырез куба демонстрирует наличие субвертикальной зоны трещиноватости – «геодинамического насоса», осуществляющего вертикальную подпитку нефтью низкопоровых коллекторов осадочной толщи.

На рис. 7 представлен пример разделения нефте- и водонасыщенных полей залежи (на глубине ~4000 м) на Росташинском месторождении в Оренбу-



▲ Рис. 7. Выделение участков с высоким обводнением (белым цветом) и с высоким нефтесодержанием (серым цветом) на площади месторождения для залежи в пласте D_4 на Росташинском месторождении.

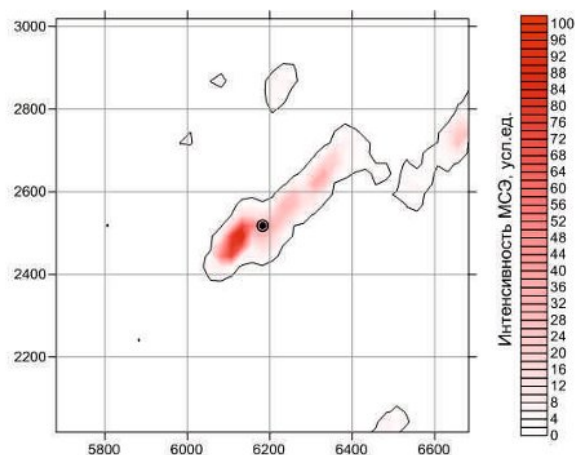
ргской области. Хорошо выделяется фронт вытеснения нефти водой от ряда нагнетательных скважин на севере центральной части залежи. Наглядно видны «останцы» в обводненной восточной части. Наметилось продолжение залежи за пределы контура (пунктирная линия) в северо-западном направлении, что было в дальнейшем подтверждено данными бурения.

На рис. 8 представлен итоговый результат контроля в реальном времени процесса ГРП в одной из скважин на площади 1х1 км на Соровском месторождении Тюменской области. Зона трещинообразования имеет несимметричную сложную (с ортогональными разворотами) форму, которая характерна для миниблокового (плитчатого) строения осадочной толщи.

Всего работ по контролю ГРП в реальном времени по данным СЛОЭ-мониторинга выполнено более чем в 20-ти скважинах в различных регионах России. Результаты контроля ГРП по СЛОЭ подтверждены промысловыми данными (изменение притока в соседних скважинах или его отсутствие) и независимыми исследованиями техногенной трещиноватости ГРП по данным исследований по технологии Сейсмического Локатора Бокового Обзора (СЛБО) [10].

Выводы.

1. На поисково-разведочном этапе ГРП применение технологии СЛОЭ позволяет существенно повысить геологическую, экономическую и экологическую эффективности за счет получения дополнительной сейсмической информации о наличии УВ-содержащего объекта и неравномерности структуры УВ-насыщения, что позволяет существенно сократить бурение пустых или нерентабельных (по притоку УВ) поисково-



▲ Рис. 8. Пример контроля процесса ГРП на Соровском месторождении, Тюменская область.

разведочных скважин, значительно снизить финансовые затраты и сроки выполнения ГРП.

2. На этапе разработки месторождения применение СЛОЭ-мониторинга позволяет повысить темп и полноту отбора нефти при сокращении эксплуатационных расходов за счет рационального и эффективного применения ГТМ (в нужном месте и в нужное время) и контроля в реальном времени флюидной структуры залежи для оптимизации управления разработкой.

Литература

1. Gutenberg B., Richter C.F. Seismicity of the Earth and associated phenomena. Princeton Univ. Press, Princeton. 1954. 310 p.
2. Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Карнаухов С.М., Ермаков Б.Д., Сиротинский Ю.В. АНЧАР- новые принципы разведочной геофизики. Международная Геофизическая Конференция и Выставка ЕАГО. – М.: 15-18.09.1997, сборник тезисов А6.7
3. Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Чернышова Т.И. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. XI ежегодная международная конференция «Гальперинские чтения – 2011». – М.: ЦГЭ, 24 - 28 октября 2011.
4. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. – М., Недра, 1975.

5. Дрягин В.В. Способ определения характера насыщенности коллектора. Патент РФ № 2187636 от 21.02.2001.

6. Дыбленко В.П., Марчуков Е.Ю., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я., Евченко В.С. Волновые технологии и их использование при разработке месторождений нефти с трудноизвлекаемыми запасами – РАЕН, 2012. – 344 с.

7. Жуков А.П., Тищенко И.В., Калимулин Р.М., Горбунов В.С., Тищенко А.И. Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза. Технологии сейсморазведки: Научно-технический журнал. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2011, №2, с. 5-13.

8. Жуков А.П., Шнеерсон М.Б. Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 100 с.

9. Иголкина Г.В., Дрягин В.В., Иванов Д.Б., Мезенина З.С. Корреляция проницаемости терригенных коллекторов с вызванной сейсмоакустической эмиссией // Геофизические исследования Урала и сопредельных регионов. Материалы Международной конференции, посвященной 50-летию Института геофизики УрО РАН. Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2008. С. 93 - 95.

10. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. и др. Экспериментальные исследования. – М.: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИГеосистем, 2004. – 362 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3 т. Т. 2).

11. Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А. и др. Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтеносных породах. Ж. Геофизика, № 6 2007. С. 8-15.

12. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Преобразование и взаимодействие геофизических полей в литосфере. М.: Недра, 1990, 269 с.

13. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. и др. Сейсмический мониторинг как инструмент повышения эффективности разработки

нефтяных месторождений. Ж. Технологии ТЭК, № 5 2006, с. 12-19.

14. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., др. Новые технологии и решение прикладных задач. – М.: ООО «Центр информационных технологий и природопользования», 2007. – 434 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: В 3 т. Т. 3).

15. Постановление Правительства РФ от 10.03.2009г. №221. «Российская газета», Федеральный выпуск № 4872, 20.03.2009г.

16. Тимурзиев А.И. Современное состояние практики и методологии поисков нефти – от заблуждений застоя к новому мировоззрению прогресса. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений: Научно-технический журнал. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010, №11.

Подробнее об авторах



Чиркин
Игорь Алексеевич,

к.г.-м.н.,
главный геофизик
ООО «ИННТ»



Ризанов
Евгений Геннадьевич

руководитель группы
обработки сейсмической
информации
ООО «ИННТ»



Колигаев
Сергей Олегович

генеральный директор
ООО «Лаборатория Прикладных Информационных Технологий «ИНФРАД»

Новые представления об особенностях формирования ловушек УВ в Западной Сибири и методы создания их геологических моделей с применением специализированных сейсмических технологий

■ Шлёнкин С.И. , Ганиев В.А. , Берин М.В. , Максимов С.Н. , Макозюба Н.В. , Токарева И.В.
ООО «Славнефть-Научно-производственный центр» (Славнефть НПЦ) г. Тверь

В статье проанализированы характерные особенности формирования ловушек УВ в Широтном Приобье Западной Сибири и сопутствующие им постседиментационные элементы тектоники. Показана степень влияния каждого из выявленных тектонических факторов на эволюцию месторождений. Разработана технология их выделения по сейсмическим данным и использования при расчётах сейсмогеологических моделей.

Сейсмические исследования, выполняемые в последние годы ОАО «НГК «Славнефть» в Западной Сибири с использованием новейших приёмов интерпретационной обработки данных сейсморазведки и ГИС, позволили обнаружить ряд особенностей геологического строения среды, ранее не замечаемых и практически не учитываемых при создании прогнозных геологических моделей.

Эти особенности или факторы, имеющие постседиментационную природу, кардинальным образом меняют представление о механизме формирования весьма важных элементов геологического строения осадочного комплекса, в том числе и ловушек УВ.

Технология изучения вышеотмеченных факторов, реальная оценка их геологической значимости, а также возможности построения геологической модели и осуществление эффективного мониторинга разработки месторождения с учётом новых данных, были в полной мере апробированы на одном из лицензионных участков.

Объёмы геолого-геофизической информации, задействованные для этих целей, составили: 1200 км² 3D сейсморазведки, более 1000 эксплуатационных

и разведочных скважин (в том числе 171 горизонтальная), а так же весь объём ГИС, включая ВСП разведочных скважин.

К выявленным геологическим факторам постседиментационного заложения, существенным образом повлиявшим на накопление и перераспределение запасов углеводородного сырья, относятся следующие:

1. Каналы вертикальной дезинтеграции и их ассоциации: Постседиментационные долговременно существующие геологические объекты, возникающие в результате воздымания отдельных блоков фундамента или их групп, сопровождаемого развитием вертикально ориентированных серий деформаций и разрывов. Характерной особенностью скоплений таких объектов является наличие в их эпицентральных областях штамповых структур, которые в зависимости от энергетики тектонических воздействий могут отличаться как по амплитуде продвижения штампа, так и по его размерам.

2. Линзовидные объекты постседиментационного заложения. Их возникновение характерно для тектонически-активных зон и связано с разграничением единого седиментационного объекта (песчаного пласта, в частности) на ряд

изолированных линз. Такого вида «тектоническое разлинзование» сродни явлению будинажа и в геологической практике не является уникальным [2].

3. Литолого-тектонические экраны.

Их возникновение непосредственно связано с процессами тектонического разлинзования. Они формируются по границам ранее упомянутых линзовидных объектов и возникают в результате проникновения в разрушенные дезинтеграцией отложения с низкой пластичностью (песчаники) отложений с высокой пластичностью (глинистый материал). Некогда латерально проницаемые отложения в этом случае теряют свои свойства, формируя, таким образом, надёжные флюидоупоры.

4. Подводящие каналы. Элемент тектоники постседиментационной природы или наиболее значимый канал вертикальной дезинтеграции с глубокими корнями заложения, по которому, предположительно, циклично или перманентно происходит подток флюидов, в том числе и углеводородов, к коллекторам продуктивных отложений.

Ниже, вместе с описанием представлены примеры отображения в различных сейсмических трансформантах 3D данных каждого из вышеотмеченных факторов.

Каналы вертикальной дезинтеграции и их ассоциации

Большинство месторождений Западной Сибири, в том числе и месторождений Широтного Приобья, приурочены к антиклинальным поднятиям. Возникновение последних в подавляющих случаях обязано штамповому воздыманию тектонически-активных доюрских блоков. В соответствии с некоторыми положениями тектоники литосферных плит рост штамповых поднятий сопровождается обрамляющими их множественными

локальными разрывами геосреды, по которым, в конечном итоге, устремляются потоки глубинных флюидов. Составляющие их газожидкостные смеси переносят не только эндогенную энергетику, но и разнообразные глубинные компоненты – в частности углеводороды мантийного происхождения [1, 3, 6].

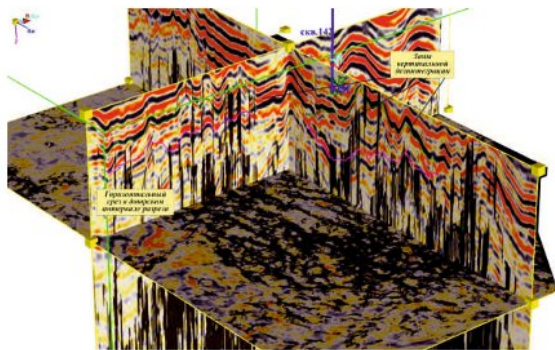
Высота роста штампов по палеогеографическим оценкам специалистов ООО «Славнефть-НПЦ» на различных месторождениях Западной Сибири колеблется от десятков до сотен метров. Временной интервал их зарождения – от палеоцена по нынешнюю эпоху.

Сформированная в результате таких процессов новая, осложнённая ассоциациями дезинтеграционных прорывов постседиментационная тектоника осадочного чехла, как показала практика, наиболее благоприятна для генерации УВ, возникновения ловушек и накапливания залежей.

По направлениям таких «прорывов» формируются каналы дезинтеграции, по которым происходит интенсивная гидротермальная проработка самого канала, а также пластов, попадающих в их ареал воздействия, и это в значительной мере изменяет ФЕС (фильтрационно-емкостные свойства) продуктивных отложений.

В стандартных представлениях 3D-куба данных сейсморазведки прослеживание каналов дезинтеграции в вертикальном направлении маркируется малозаметными изменениями динамических и кинематических характеристик волнового поля. Однако в настоящее время в ООО «Славнефть-НПЦ» разработан ряд специализированных технологий, позволяющих достаточно уверенно выделять такого вида элементы постседиментационной тектоники.

В объёме 3D данных акустические аномалии, соответствующие каналам



▲ Рис. 1. Аксонометрическое отображение 3D сейсмических данных когерентного анализа и стандартной обработки (куб 4)

вертикальной дезинтеграции в трансформантах когерентного анализа, приобретают вид одиночных, достаточно протяженных вертикальных лучей с сечением по латерали в первые сотни квадратных метров. Однако в большинстве случаев образуются целые ассоциации таких каналов, группирующиеся вокруг наиболее интенсивно проявляющих себя штампов.

На рисунке 1 проиллюстрированы возможности визуального отображения в поле 3D данных когерентного анализа «следов» вертикальной дезинтеграции в юрском интервала разреза.

В зависимости от литологии осадочных образований, интенсивности тектонического воздействия на них через каналы дезинтеграции, фильтрационно-емкостные свойства пород могут быть как улучшены, так и ухудшены. Данному обстоятельству есть примеры.

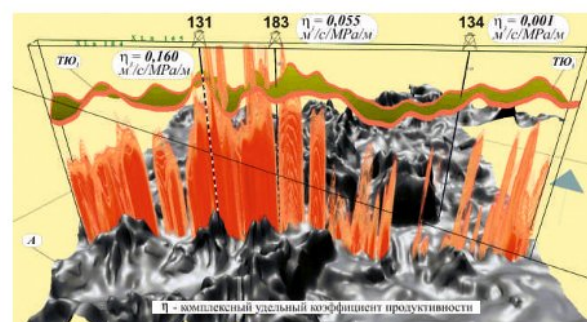
Как видно из рисунка 2, скважины с высокими коэффициентами удельной продуктивности, для юрского интервала нефтеносности попадают в зоны с повышенной степенью дезинтеграцией геосреды.

Отмеченная корреляционная связь между степенью дезинтеграции геосреды и коэффициентом удельной продуктивности пласта (η), во первых, очевидна и, во вторых, характерна практически для

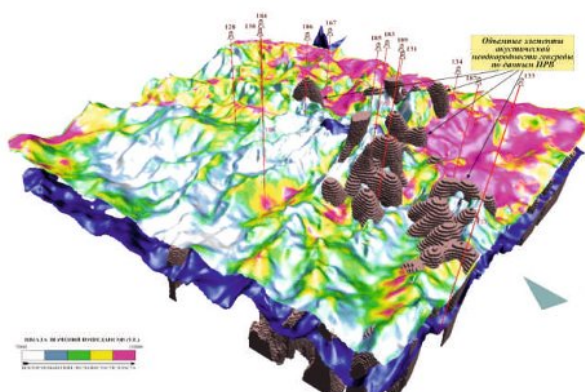
всех месторождений Мегiono-Аганской зоны Широтного Приобья,

Аналогичные выводы получены на основе результатов обработки по технологии фокусирующего преобразования (ФП) [5]. Использование характерных особенностей распределения поля энергии рассеянных волн позволяет выявлять зоны вертикальной дезинтеграции, которые однозначно коррелируются с зонами открытой трещиноватости [4, 5]. В качестве примера на рисунке 3 представлены объемные объекты вертикальной ориентации, рассчитанные по ФП, соответствующие зонам повышенной трещиноватости в юрском интервале разреза. Именно в этих зонах наблюдается аномально повышенная продуктивность изучаемого интервала разреза, что и продемонстрировано на рисунке 4.

Продолжая тему влияния постседиментационных процессов на изучаемую геосреду, следует заметить, что вышеотмеченные соотношения, когда зоны дезинтеграции характеризуются улучшением ФЕС продуктивных отложений, наблюдаются только на тех участках, где эффективные толщины составляют не менее четверти долей от общих, т.е. при коэффициенте песчаности более 0,25. По опыту работ известно, что значитель-



▲ Рис. 2. Иллюстрация зависимости комплексной продуктивности юрский отложений от степени дезинтеграции геосреды (данные когерентного анализа). (Красный цвет - повышенная степень дезинтеграции).



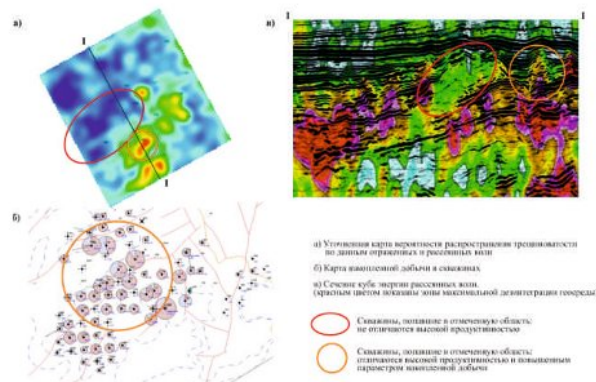
▲ Рис. 3. Сопоставление результатов инверсии и данных распределения аномальных значений поля энергии рассеянных волн на уровне ОГ ТЮ₄

ные уменьшения эффективных толщин (менее 25 % от общей толщины) на фоне прогрессирующей глинизации пласта в зонах дезинтеграции однозначно приводят к обратному эффекту. Именно такого вида постседиментационные геологические явления будут рассмотрены несколько ниже.

Линзовидные объекты постседиментационного заложения

Тектонические воздействия на осадочный чехол, реализуемые через ассоциации каналов вертикальной дезинтеграции, имеют заведомо зависимый характер и их интенсивность определяется геометрическими размерами задействованного «геологического штампа», а также скоростью его роста. Однако последствия таких воздействий на различные по литологическому составу отложения проявляются по-разному.

Разрушенные или ослабленные дезинтеграцией каркасы пород, обладающие относительно высокой плотностью, но низкой пластичностью (допустим песчаники), при дефиците в окружающем их объеме пластичного материала таковыми на весь период формирования ловушки и остаются. Им, в большей степени за счёт приобретённой трещиноватости, соответствуют улучшенные фильтрационно-ёмкостные свойства, в



▲ Рис. 4. Специальные трансформации 3D данных отраженных и рассеянных волн.

особенности, проницаемость.

Наличие избытка пластичного материала (глины) в объеме пласта запускает известный в геологии процесс, называемый будинажем, когда пластичная фракция под воздействием разбалансированного дезинтеграцией геостатического давления заполняет трещины и сколы песчаной части пласта, пространственно раздвигая их. Именно эти участки пласта в значительной степени теряют некогда свойственную им проницаемость.

Такие участки, в зависимости от размеров и конфигурации «геологического штампа», формируют различные по протяжённости дугообразные линейно-вытянутые линеаменты, способные замыкать по латерали отдельные участки продуктивного пласта. В этом случае возникают гидродинамически изолированные зоны, которые можно рассматривать как линзы постседиментационной природы. Синонимом данного явления, в том числе и термина «будинаж», служит термин «тектоническое разлинзование». В результате отмеченных постседиментационных процессов единое месторождение распадается на ряд самостоятельных залежей с различными уровнями ВНК и различной, совершенно не связанной друг с другом гидродинамикой.

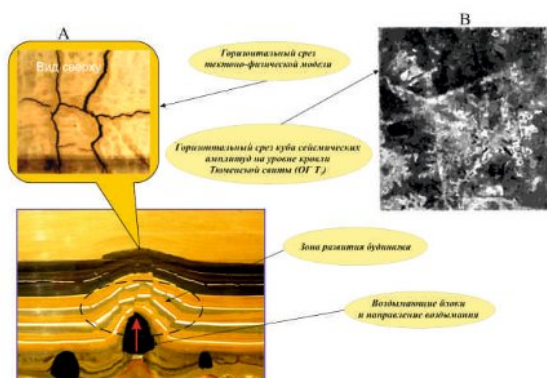


▲ Рис. 5. Отображение процесса будинажа в реальном геологическом разрезе.

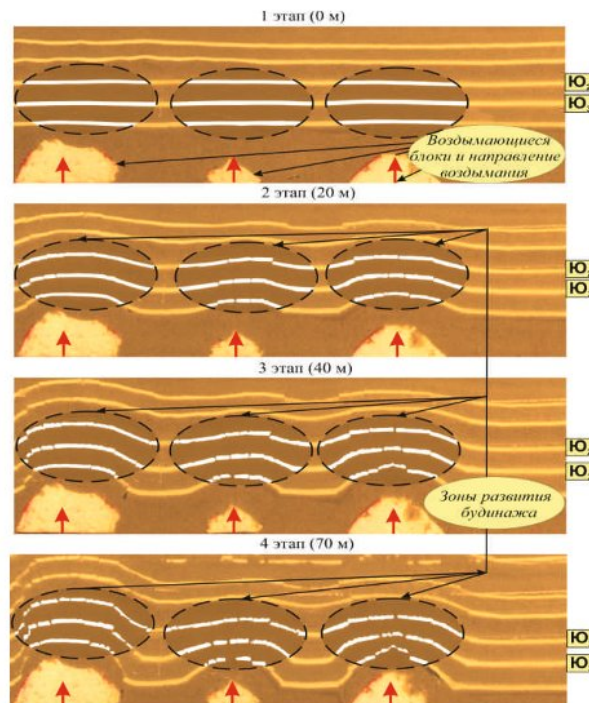
Прямым фактом проявлений процессов будинажа на месторождениях в пределах Широтного Приобья Западной Сибири служат данные по изучению керна, отобранного с продуктивных интервалов различных месторождений.

На рисунке 5 в качестве примера представлена одна из фотографий керна соответствующих продуктивных отложений пласта Ю3. Для сравнения, фотография керна в примерно сопоставимых масштабах скомпонована с фотографией реального обнажения, на котором отображены классические формы проявления будинажа [2].

Механизм возникновения зон будинажа при лабораторной имитации поэтапного подъёма блоков фундамента можно проиллюстрировать на результатах



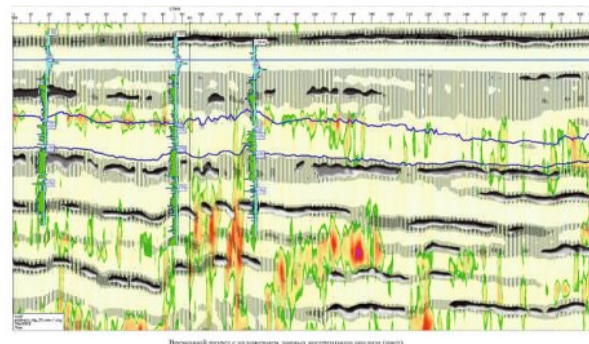
▲ Рис. 7. Тектоно-физическое моделирование условий формирования латеральной дезинтеграции. А - модель, В - реальный срез куба.



▲ Рис. 6. Тектоно-физическое моделирование условий формирования вертикальной дезинтеграции и будинажа при активизации штамповых поднятий в пределах

тектонофизического моделирования, выполненного в Западно-Сибирском Геологическом Центре. Использовалась тектонофизическая модель, пропорционально приведённая по геометрии к одному из участков глубинной геологической модели изучаемого месторождения (Рис. 6, 7) [7].

В сейсмическом поле явление будинажа или тектонического разлинзования отображается в виде акустических ано-



▲ Рис. 8. Отображение в волновом сейсмическом поле результатов воздействия на геосреду процессов, связанных с тектоническим разлинзованием (будинаж).

малый, соответствующих ритмичному по латерали затуханию отражений в зонах, где произошли внедрения пластичного материала пониженной плотности в разрушенные дезинтеграцией интервалы пласта (Рис. 8).

Литолого-тектонические экраны

Часто практикуемые в Западной Сибири методы разделения залежей с помощью сомнительных безамплитудных тектонических нарушений, якобы выделенных на основе сейсмических данных по далеко не очевидным признакам, выглядят, мягко говоря, не достаточно корректными. По крайней мере, на вопрос, каким образом возникают непроницаемые экраны, разграничивающие месторождения на ряд залежей, такие методы ответов не дают. Действительно, чтобы какая-то часть коллектора утратила гидродинамическую связь с другой его частью в результате тектонического нарушения, понадобится разорвать продуктивный пласт со смещением не менее чем на толщину коллектора (15-40 метров).

Однако по законам геотектоники это должен быть не просто разрыв определённого пласта, а разрыв целого комплекса более древних отложений, с корнями зарождения его не выше, по крайней мере, фундамента. Такое, по сути дела, катастрофическое событие в геосреде должно отражаться в волновом сейсмическом поле достаточно заметными акустическими аномалиями. Но таких аномалий на практике наблюдается значительно меньше, чем это нужно для объяснения множественных случаев распада изучаемых месторождения на ряд обособленных залежей с различным ВНК.

По-видимому, формирование разрывных нарушений блочного или линейного типа довольно редкое явление, по крайней мере, для районов Широтного Приобья.

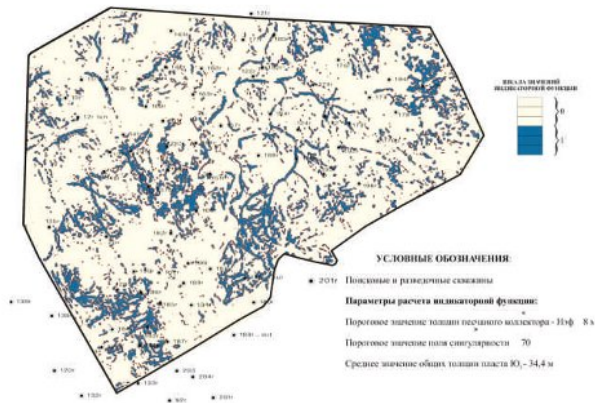
По нашему мнению возникновение множества непроницаемых границ в пределах месторождений обязано тем же постседиментационным процессам, которые порождают ранее рассмотренные линзовидные объекты.

Процессы тектонического разлинзования можно рассматривать и как процессы возникновения разделительных, непроницаемых зон между залежами УВ в период постседиментационного формирования месторождений. Для характеристики отмеченных зон применялся и будет применяться термин «литолого-тектонические экраны» (ЛТЭ), который достаточно точно соответствует сути рассматриваемой проблемы.

На самом деле выделение такого типа экранов является краеугольным камнем при моделировании месторождения и его мониторинге. В него упираются все основные прогнозы параметров продуктивных отложений (структурный прогноз, прогноз эффективных и в особенности нефтенасыщенных толщин). Ошибка, допущенная при разделении (или не разделении) месторождения на ряд залежей с различными уровнями ВНК сводит на нет все усилия по созданию корректной модели месторождения.

Методика выделения экранов основана на разработанной в ООО «Славнефть-НПЦ» технологии, включающей в себя на первом этапе использование последовательного ряда программных модулей, таких как GeoFrame, Paradigm и собственных разработок. Данный этап позволяет оценить степень дезинтеграции среды (расчет параметра «синергетическая сингулярность» [8]) и степень глинизации продуктивных отложений. На этом же этапе осуществляется прогноз общих и эффективных толщин.

На втором этапе по уже полученным данным рассчитывается так называемая индикаторная функция. Обычно для расчета индикаторной функции используется схемы логического сопоставления



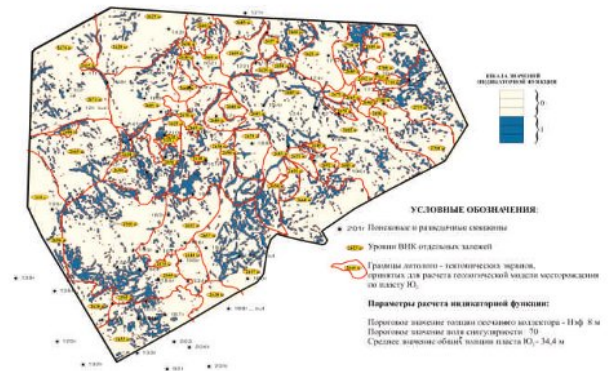
▲ Рис. 9. Карта распределения индикаторной функции, позволяющая выявить возможный характер развития литолого-тектонических экранов, по пласту Ю₂

карт общих и эффективных толщин продуктивного пласта, карт глинизации и степени его дезинтеграции. В конечном итоге выделяются зоны, где вероятность возникновения будинажа наиболее высокая, а, следовательно, сохраняется не менее высокая вероятность формирования в этих зонах литолого-тектонических экранов (ЛТЭ). Протрассированная на основе полученных схем сеть ЛТЭ обретает твёрдый параметрический статус.

Заключительным этапом технологической цепочки создания модели является разделение месторождения согласно рассчитанной сети ЛТЭ на ряд изолированных залежей с собственными уровнями ВНК и нефтенасыщенными толщинами.

В качестве примера на рисунке 9 показана карта распределения индикаторной функции, рассчитанной в пределах исследуемого месторождения на площади 1200 кв.км. Линеаменты индикаторной функции, характеризующие различную степень вероятности возникновения ЛТЭ, имеют достаточно выраженный характер. На рисунке 10 показано совмещение линеаментов индикаторной функции с сетью реальных ЛТЭ, подтверждённых бурением. Совпадение в плане достигает 85 %.

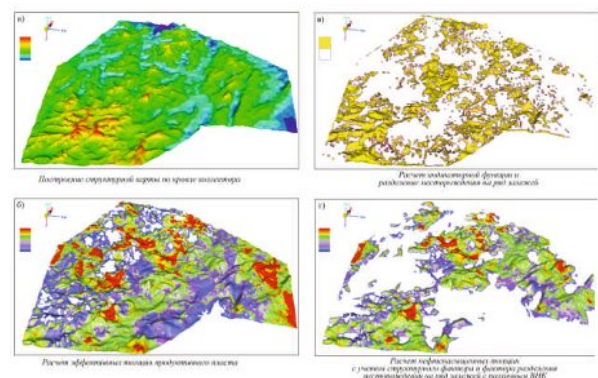
Общая технологическая последовательность расчета нефтенасыщенных толщин представлена на рисунке 11.



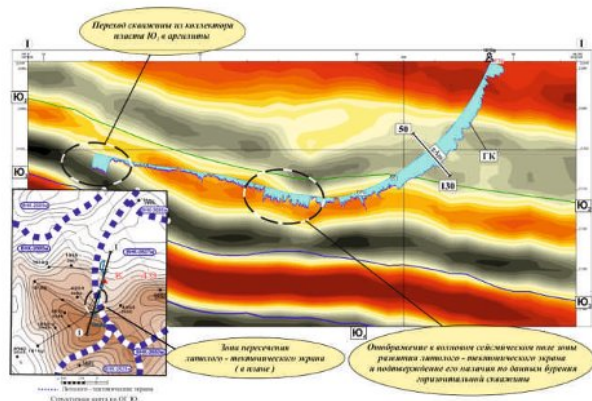
▲ Рис. 10. Карта распределения индикаторной функции, позволяющая выявить возможный характер развития литолого-тектонических экранов, по пласту Ю₂ с наложением сети ЛТЭ

Приведённые примеры говорят о достаточно высокой эффективности разработанной технологии выявления и трассирования сети ЛТЭ. Применение её в значительной степени повышает точность расчёта как геологической, так и гидродинамической моделей месторождения.

К сожалению, изолированность залежей можно определить только по данным бурения и только в случае, если замеренные уровни ВНК в скважинах имеют заметные отличия друг от друга. Равенство уровней ВНК может свидетельствовать как о том, что скважины располагаются в одной залежи, так и о том, что в разных, но с равными уровнями ВНК. Этот двойственный момент следует учитывать при создании гидродинамической модели.



▲ Рис. 11. Объем 3D-1200 км². Технология расчета нефтенасыщенных толщин.

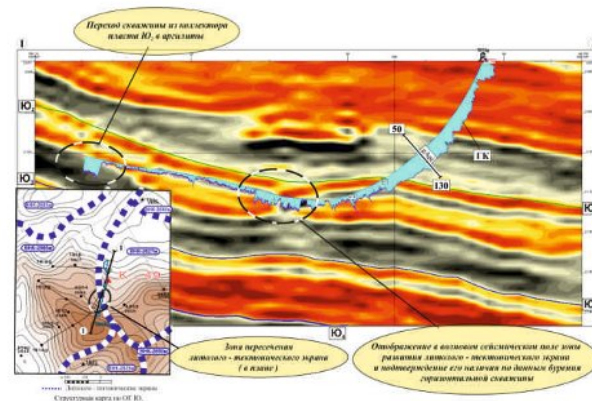


▲ Рис. 12. Вертикальный сейсмический срез 3D данных базовой обработки по линии I-I

В пределах данного месторождения наличие спрогнозированной сети ЛТЭ неоднократно подтверждалось данными горизонтального бурения, проводимого на площади в больших объемах и практически повсеместно. На рисунках 12 и 13 представлен один из таких примеров. Вертикальный срез 3D сейсмических данных базовой обработки (Рис. 12), проложенный по направлению горизонтального ствола эксплуатационной скважины 1815г, пересекает спрогнозированную по индикаторной функции границу ЛТЭ. Видно, что кривая ГК подтверждает прогноз, отбивая зону глинизации пласта там, где прогнозировался ЛТЭ. С другой стороны, на сейсмическом разрезе базовой обработки достаточно сложно найти волновое подтверждение наличия данного экрана. Однако на разрезе специально-ориентированной обработки, представленном на рисунке 13, эта зона характеризуется типичной для будинажа волновой картиной, совпадая с зоной глинизации, отбитой по ГК.

Подводящие каналы

Подводящие каналы можно охарактеризовать как наиболее значимые каналы вертикальной дезинтеграции, которые являются неотъемлемой частью постседиментационной тектоники и по которым происходит перманентный подток углеводородов к месторождению. Процесс подтока углеводородов возможен



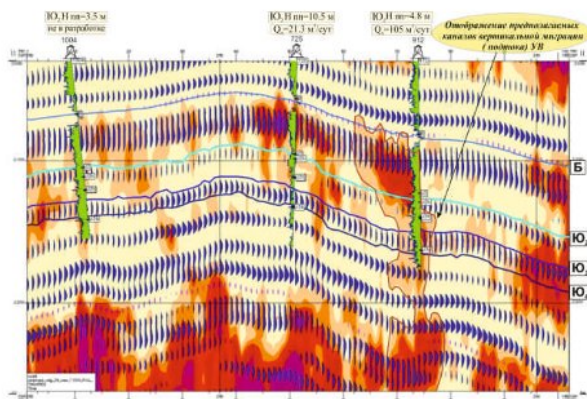
▲ Рис. 13. Вертикальный сейсмический срез 3D данных фазо-динамической обработки по линии I-I

обуславливается циклическими колебаниями тектонической активности изучаемых недр.

Идентификация подводящих каналов связана с обнаружением и привязкой к ним скважин с аномальными притоками углеводородов, объяснить которые структурными, фациальными или иными факторами достаточно трудно. Роль подводящих каналов, которую они играют в формировании месторождений углеводородов и поддержке их в равновесном состоянии, в настоящее время недооценивается. Причина этому – низкий уровень изученности данного вопроса.

На рисунке 14 представлен пример наличия эксплуатационной скважины с трудно объяснимым аномальным дебитом.

Скважина 912 с пусковым дебитом 105 м³/сут располагается в пределах месторождения и приурочена к вертикальному каналу подтока, который нашёл достаточно чёткое отображение на вертикальном срезе 3D данных когерентного анализа. Скважина 725, расположенная в пятистах метрах от рассматриваемой и не попавшая в аномальную зону, оказалась малопродуктивной (21,3 м³/сут). Однако параметры вскрытого ею продуктивного пласта по потенциальным возможностям нефтеносности выглядят гораздо предпочтительнее, чем в скважине 912. Это касается как нефтенасыщенных толщин,



▲ Рис. 12. Вертикальный сейсмический срез 3D данных базовой обработки с наложением данных когерентного анализа (цвет), отображающих степень тектонической дезинтеграции изучаемых отложений по линии II-II.

так и гипсометрии вскрытия пласта (Рис. 14).

Аналогичных примеров по месторождениям Широкого Приобья можно привести не один десяток. Однако, несмотря на это, особых стремлений геологического сообщества Западной Сибири изучать данную проблему не наблюдается. Классические представления о механизме формирования ловушек углеводородов остаются нерушимыми, но мало что объясняющими.

Выводы

1. Выявленные геологические факторы, связанные с проявлением постседиментационной тектоники, играют основополагающую роль в формировании месторождений УВ в пределах Широкого Приобья Западной Сибири и требуют постоянного изучения.
2. По причине постседиментационной природы отмеченных геологических факторов их отображение в сейсмической атрибутике 3D данных не всегда выглядит однозначным. Данное обстоятельство предопределило создание и постоянное развитие специальных программных технологий по их обнаружению и оценке геологической значимости.
3. Сейсмогеологическое моделирова-

ние с учётом обнаруженных элементов постседиментационной тектоники геосреды, выполненное на основе 1200 км² 3D сейсмических данных, с использованием более 1000 разведочных и эксплуатационных скважин (из них 171 горизонтальная), приобрело черты устойчивого технологического процесса со средней подтверждаемостью прогноза более 85 %.

Литература

1. Баранов С.А. и др. Особенности распределения залежей УВ на Кулгинском месторождении по данным сейсморазведки 3D и бурения (Юго-восток Нюрольской впадины) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Декабрь 2002.
2. Белоусов В.В. Структурная геология. //Издательство Московского университета. 1986 год.
3. Гзовский М.В. Основы Тектонофизики. //Москва, «Наука» – 1975.
4. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А. Новые физические модели геологической среды – основа для создания геофизических технологий XXI века // Вестник Московского ун-та. – серия 4. – Геология. – 2004. – № 6.
5. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А., Шлёнкин С.И. и др. Новые технологии и решения прикладных задач // М.: ООО «Центр информационных технологий в природопользовании». – 2007. – 432 с.: ил. (Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред: т. 3).
6. Тимурзиев А.И. К созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии на основе глубинно-фильтрационной модели нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. // Новые Технологии. – № 4. Геофизика. – 2007.
7. Зубков М.Ю., Каган М.В. Создание тектоно-физической модели и прогнозных зон повышенной и пониженной продуктивности в пределах полигона сейсморазведочных работ 3D Тайлаковского лицензионного участка // Отчёт ООО «ЗапСибГЦ». – 2007 год.
- Шлёнкин С.И., Масюков А.В., Масюков В.В., Козлова А.Н. Вычисление кубов когерентности и сингулярностей // Технологии сейсморазведки. – № 2. – 2012. – с. 5-11.

Сегодня практически не осталось месторождений, которые можно назвать легкими, хорошими, удобными для эксплуатации. Многие уже выработали свой ресурс. Все «сливки» уже сняли. Это общемировая тенденция. Сегодня инновационные технологии стали насущной необходимостью для нефте- и газодобычи в осложненных условиях. Проблема внедрения подобных технологий на российских месторождениях в настоящее время весьма актуальна. Вот почему всякое сообщение о новой технологии оптимизации добычи нефти, как правило, вызывает живой интерес у людей, так или иначе связанных с добычей углеводородов. Именно поэтому редакция решила предложить читателям очень интересную статью о новой технологии оптимизации добычи нефти. Остается добавить, что появление в списке авторов статей данного выпуска столь уважаемых в геофизическом сообществе специалистов – большая редакционная удача.

Новая технология оптимизации добычи нефти и/или газоконденсата из оторочек газовых резервуаров и нефтяных месторождений, содержащих нефть с высоким газовым фактором

■ Цейтлин С. Д., д.т.н. (Tseytlin Consulting Inc. USA),
Мирзоев Г. Г., к.г.-м.н., Ихсанов А. И. (GMG Int., USA),
Кашик А. С., д.т.н. (ЦГЭ, Москва)

В течение последних десяти лет была разработана и успешно опробована новая технология оптимизации добычи нефти с высоким газовым фактором (ГФ), далее называемая TOP (Technology for Optimization of Production). Теоретически и практически показано, что пласты, содержащие нефть с высоким ГФ, имеют индикаторную кривую (ИК) с резко обозначенным максимумом, т.е. существует некоторое определённое значение забойного давления, при котором пласт даёт максимальный дебит. При дальнейшем снижении забойного давления дебит нефти начинает снижаться, а газовое содержание продукции увеличиваться. Причиной возникновения такого максимума является либо возникновение газового скин-эффекта в призабойной зоне пласта, либо образование газового конуса. Оба этих фактора приводят к снижению коэффициента продуктивности пласта при снижении забойного давления ниже некоторой величины. При этом увеличивается величина газового фактора (ГФ) и водосодержание, а нефтеотдача пласта снижается.

Более того, доказано, что при снижении давления ниже оптимального возникают условия, при которых скважина теряет устойчивость и переходит в газовый режим [2]. Это объясняет трудности, возникающие при добыче нефти и газоконденсата из оторочек газовых месторождений.

Качественное объяснение этого явления заключается в следующем.

При создании депрессии на пласт при некотором значении забойного давления, называемом оптимальным, газовый конус поднимается к перфорационным отверстиям. При этом газовое содержание флюида в скважине начинает увеличиваться, а забойное давление еще сильнее уменьшается, что способствует дальнейшему росту газового конуса и дальнейшему снижению забойного давления. Иными словами, возникает положительная обратная связь. Это, в конечном счете, приводит к оттеснению нефти от перфорационных отверстий и переключению скважины в газовый режим.

Наша технология позволяет с помощью специального забойного устройства ослабить положительную обратную связь, и, поддерживая забойное давление на оптимальном уровне, избежать вышеописанного явления.

С другой стороны, ТОР позволяет повысить дебит и отдачу конденсата на газоконденсатных месторождениях.

Известно, что по мере разработки газоконденсатного месторождения пластовое давление падает. При этом, начиная с некоторого момента, конденсат в силу своего ретроградного поведения начинает переходить в жидкое состояние.

Особенно интенсивно это происходит в призабойной зоне пласта, где давление ниже, чем в самом пласте. В результате в призабойной зоне пласта возникает скин-эффект, т. е. начинает накапливаться жидкий конденсат, который блокирует выход газа из пласта и снижает производительность скважины. При этом может происходить даже полная остановка работы скважины. Отметим, что ИК такого пласта имеет такую же форму, что и в рассмотренном выше случае, хотя физика этого явления совершенно другая. Таким образом, существует некоторое критическое значение забойного давления, когда дальнейшее его снижение приводит к выпадению конденсата в жидкой фазе в призабойной зоне пласта и снижению дебита конденсата. Определяя с помощью специально созданных симуляторов критическую величину забойного давления, при которой возникает это явление, мы повышаем забойное давление и поддерживаем его таким, при котором происходит обратный переход конденсата из жидкого в газообразное состояние. При этом про-

исходит разблокировка призабойной зоны пласта и увеличивается дебит газоконденсата. (см. Рис. 5, где приведены результаты проведенных тестов). Отметим что ГФ продукции при этом заметно снижается, а следовательно, увеличивается конденсатоотдача пласта.

Специально рассчитанное забойное устройство (ЗУ) позволяет более гибко регулировать и автоматически поддерживать забойное давление на нужном уровне, с тем, чтобы конденсат не выпадал в виде жидкости в призабойной зоне и не блокировал работу скважины. Кроме того, ЗУ стабилизирует работу скважины.

Последние испытания ТОР в 2014 году в Узбекистане на газоконденсатных скважинах подтвердили эффективность этой технологии. Так, на двух газоконденсатных скважинах после установки на них специально рассчитанных ЗУ удалось поднять дебит конденсата более чем на 200 %.

Применение ТОР и основные положительные эффекты

Предлагаемая новая технология для оптимизации добычи нефти ТОР в основном применима для пластов с высоким газосодержанием ($\text{ГФ} > 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$) и добычи нефти и конденсата из оторочек газовых месторождений. Она может использоваться также при образовании газовых и водяных конусов. ТОР применима для всех способов добычи – фонтанного, газлифта и насосного. Однако наиболее эффективна она для фонтанного способа добычи.

Патенты США номер 7,172,020 (6 февраля 2007 года) и номер 7,753,127 (13 июля 2010) защищают все основные положения ТОР-технологии.

Основные положительные эффекты от применения TOP:

- увеличивает текущий дебит нефти и конденсата;
- увеличивает коэффициент нефтеотдачи и конденсатоотдачи скважины и всего месторождения;
- уменьшает содержание воды и газа в добываемой нефти.

Дополнительные плюсы TOP:

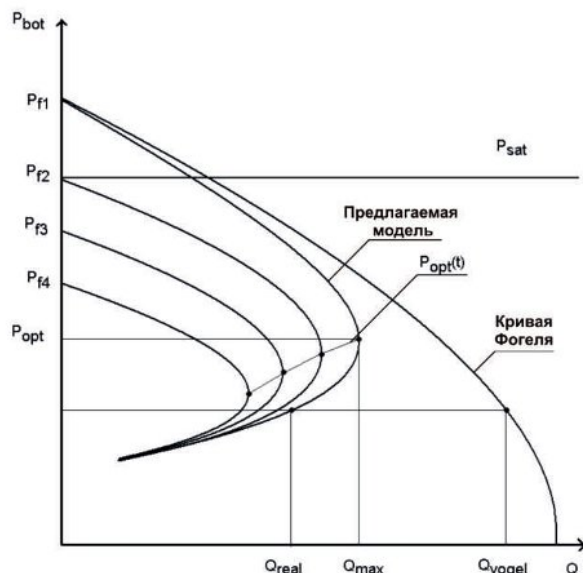
- продлевает жизнь скважины;
- уменьшает (или полностью убирает) газовые и водяные конусы;
- замедляет падение пластового давления;
- стабилизирует добычу из скважины;
- позволяет предотвратить преждевременную потерю энергии пласта;
- убирает области повышенной вязкости в призабойной зоне;
- увеличивает коэффициент относительной проницаемости пласта по нефти;
- увеличивает эффективность газлифта и насосов;
- уменьшает затраты электроэнергии на насосы и компрессоры для газлифта;
- уменьшает вымывание песка из пласта, механические повреждения и потерю проницаемости пласта;
- позволяет добывать нефть из нефтяных оторочек газового пласта.

Теория и количественные расчёты этой технологии основываются на построении точной математической модели (на соответствующем симуляторе) всей динамической системы «скважина-забойное устройство-пласт», которая учитывает все её компоненты. Эта математическая модель позволяет осуществить проведение полного анализа процессов, которые происходят в скважине, в призабойной зоне и в пласте, что в свою очередь позволяет максими-

зировать дебит и увеличить добычу благодаря тому, что забойное давление поддерживается на оптимальном уровне в течение всей жизни скважины.

Основное нововведение TOP: максимальный дебит достигается при определённом значении забойного давления, которое точно вычисляется симулятором (вычислительной программой) или определяется периодическим снятием ИК пласта и величина которого находится между нулем и пластовым давлением. Эта величина называется оптимальным давлением Ропт (Рис.1), [5]. Если забойное давление падает ниже давления насыщения, то относительная проницаемость пласта по нефти начинает падать в призабойной зоне пласта, поскольку увеличивается её газонасыщенность из-за газа, выделившегося из нефти. Вязкость нефти при этом также увеличивается из-за её дегазации. Это приводит к уменьшению коэффициента продуктивности пласта, поскольку эффект уменьшения коэффициента продуктивности сильнее сказывается на величине дебита нефти, чем увеличивающаяся при этом депрессия. В результате уменьшение забойного давления ниже давления насыщения и ниже оптимального давления может привести к уменьшению дебита, а не к увеличению, вопреки тому, что прогнозирует широко применяемая модель Фогеля.

Таким образом, при постепенном уменьшении забойного давления из-за увеличения депрессии в пласте дебит сначала увеличивается. Однако начиная с определённого давления (называемого оптимальным) дебит нефти начинает уменьшаться, несмотря на увеличение депрессии, что, как уже отмечалось, противоречит широко известной модели Фогеля. Причиной этого является то, что



▲ Рис. 1. – Индикаторная кривая пласта

после того как оптимальное забойное давление достигнуто, влияние уменьшения коэффициента продуктивности на добычу становится доминирующим.

Факт существования оптимального давления был доказан как теоретически, при помощи решения сложной задачи матмоделирования системы «скважина-пласт», так и практически, путём проведения полевых экспериментов. Это оптимальное давление зависит от параметров пласта (проницаемость, пористость, насыщенность и давление), PVT-характеристик флюида ($R_s(P,T)$ – растворимость газа в нефти; $B_o(P,T)$ – коэффициент сжимаемости нефти; $B_g(P,T)$ – коэффициент сжимаемости газа; $\mu_o(P,T)$ – вязкость нефти; $\mu_g(P,T)$ – вязкость газа) и других характеристик системы «скважина-пласт».

Максимальный дебит достигается путём поддержания режима пласта, в котором минимизируются негативные эффекты в призабойной зоне (Рис. 2). Эти негативные эффекты возникают из-за образования скин-эффекта (из-за присутствия газа в свободной фазе, который при снижении давления ниже давления

насыщения выделяется из нефти и блокирует ее поток), возникновения газовых и водяных конусов, а также из-за формирования вблизи скважины зон вязкой дегазированной нефти. При этом увеличивается газосодержание продукции, т.к. увеличивается относительная проницаемость призабойной зоны пласта и снижается коэффициент нефтеотдачи пласта.

Отметим, что использование данной технологии замедляет падение пластового давления за счёт уменьшения раннего выхода газа и воды из пласта. При этом уменьшается величина ГФ. Это, в свою очередь, продлевает жизнь скважины и увеличивает коэффициент нефтеотдачи.

Аналогичный эффект достигается в газоконденсатных скважинах. Определяя с помощью специально созданных симуляторов критическую величину забойного давления, при которой возникает ретроградное выпадение конденсата в виде жидкости, мы повышаем и поддерживаем забойное давление таким, при котором происходит обратный переход конденсата из жидкого в газообразное состояние. В результате снимается блокировка пласта.

Приведём список альтернативных применений ТОР для увеличения дебита нефти и повышения нефтеотдачи скважин

1. Поддержание забойного давления в скважине на предварительно рассчитанном оптимальном уровне P_{opt} для получения максимального текущего дебита нефти и повышения конечной нефтеотдачи пластов для скважин, удовлетворяющих критериям ТОР-приложений. Это в основном достигается за счет следующих явлений:

а. уменьшения скин-эффекта в ближней зоне скважины;

б. снижения водяных/газовых конусов, возникших в ближней зоне пласта;

с. поддержания хорошей подвижности нефти, необходимой для эффективного производства, путем растворения лишнего газа в призабойной зоне пласта.

Есть много скважин по всему миру, которые подходят для этой технологии, и количество таких скважин постоянно растет, так как глубина бурения увеличивается, т. е. газовый фактор возрастает. Когда скважины становятся старше, увеличивается газовый фактор, поэтому если сегодня эти скважины не являются подходящими для ТОР, они могут быть пригодны в самом ближайшем будущем (наиболее вероятные регионы – Россия, Мексика, Северное море, Ближний Восток). Эта тенденция увеличения газового фактора и водосодержания упоминается в многочисленных профессиональных публикациях по этому вопросу.

2. Восстановление коэффициента продуктивности в близлежащей зоне скважины за счет уменьшения скин-эффекта и снижения водяных/газовых конусов путём помещения скважинного прибора в скважину на относительно короткий период времени, а затем удаления его. При этом получаем увеличение текущего дебита нефти (есть практические примеры этого положительного эффекта на офшорной скважине, полученные в Мексиканском заливе). Т.е. возникает эффект восстановления продуктивности скважины, похожий на эффект, возникающий после гидроразрыва пласта.

3. Оживление "мертвых скважин", которые были закрыты из-за чрезвычайно высокого ГФ $> 10^4 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Был такой случай применения ТОР в Туркменистане, когда ранее закрытая скважина (№ 469) начала производить 12-15 тонн

нефти в день после того, как ТОР-инструмент был установлен (спустя 3 месяца после того, как эта скважина была закрыта из-за неэффективности и большого ГФ).

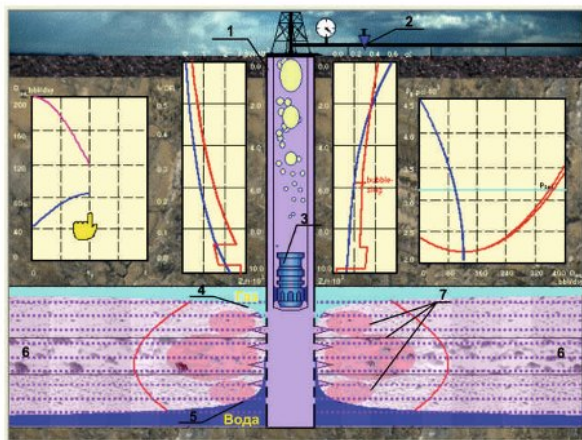
4. Стабилизация режима работы скважин, которая может дать значительный положительный эффект на добычу нефти [2].

5. Благодаря эффектам, перечисленным выше в пунктах 1-4, ТОР может быть эффективно использована для производства нефти из нефтяных оторочек газового пласта. Речь идет о миллиардах тонн нефти, которые не могут быть добыты в настоящее время из-за отсутствия подходящей эффективной технологии.

6. ТОР позволяет увеличить производство нефти на насосных скважинах, которые часто не могут быть должным образом использованы из-за неспособности штанговых и электрических насосов работать в нужном режиме при высоких ГФ. Использование скважинных систем слежения на основе ТОР-технологии помогает в решении этого вопроса.

7. Увеличение дебита на газоконденсатных месторождениях. Как и в нефтяных скважинах, часто имеет место скин-эффект, появляющийся в ближней зоне пласта скважины благодаря выпадению конденсатов в виде жидкости. Можно показать, что в этих случаях ИК также имеют максимум. То есть существует оптимальное забойное давление. Если это давление поддерживается, дебит конденсата и конечный коэффициент конденсатоотдачи могут быть увеличены и оптимизированы.

Разработанные математические модели также позволяют точно вычислить оптимальный режим для существующих параметров пласта и всей системы, с тем, чтобы обеспечить максимальную добы-

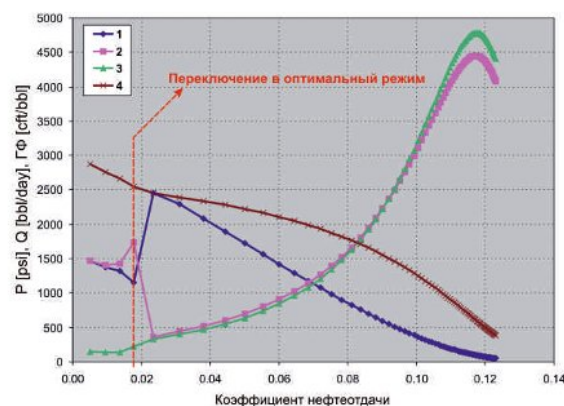


▲ Рис. 2. – Негативные эффекты в при-
забойной зоне пласта
На рисунке: 1 – скважина, 2 – устьевой
штуцер, 3 – забойное устройство,
4 – газовый конус, 5 – водяной конус,
6 – пласт, 7 – участки пласта с мало-
подвижной вязкой нефтью

чу. Кроме вычисления $P_{\text{опт}}$, эти модели и соответствующие компьютерные симуляторы позволяют определить другие параметры оптимального режима работы скважины (оптимальный напор для газлифта, мощность насоса и т.д.), вычислить важные параметры конструкции поверхностных и погружаемых устройств, а также предсказать ожидаемый прирост добычи нефти. Эти высокоточные симуляторы также позволяют провести диагностику текущего состояния скважины и предсказать динамику ее поведения в будущем, включая динамику изменения дебита нефти, распределения давления и газонасыщенности в пласте, ГФ и коэффициента нефтеотдачи пласта (на Рис.3 приведен пример матмоделирования такого случая).

Краткое описание используемой математической модели приведено в Приложении 1.

ТОР относительно легко реализуется путем использования спускаемого с помощью троса на забой скважины специально рассчитанного устройства, которое позволяет адаптивно управлять



▲ Рис. 3. – Результаты компьютерного
моделирования: 1 – дебит нефти*10 (Q),
2 – ГФ/10, 3 – ГФ/10, 4 – пластовое давле-
ние (P) в зависимости от коэффициента
нефтеотдачи ($1 \text{ атм} = 15 \text{ psi}$, $1 \text{ м}^3 =$
 $= 6.3 \text{ барр}$, $1 \text{ м}^3/\text{м}^3 = 5.6 \text{ куб. фут/барр}$)

забойным давлением во время добычи. Это устройство автоматически поддерживает забойное давление равным или близким к оптимальному давлению $P_{\text{опт}}$.

Сначала скважина работала в неоптимальном режиме ($P_{\text{заб}} \neq P_{\text{опт}}$); затем она была переключена в почти оптимальный режим, когда $P_{\text{заб}}$ поддерживается близ-
ко равным к $P_{\text{опт}}$.

Некоторые результаты применения ТОР на практике

1) Скважина А1, Юго-Восточная Азия в 2008 году (Рис. 4). В результате применения ТОР (см. [5]):

- Добыча увеличена с 23.5 до 50.5 м^3 в день
- ГФ уменьшен с 6864 $\text{м}^3/\text{м}^3$ до 2221 $\text{м}^3/\text{м}^3$
- Водосодержание уменьшено с 27 % до 5 %
- Коэффициент нефтеотдачи значительно увеличился, поскольку скважина была стабилизирована и уменьшены ГФ и водосодержание
- За два месяца добыто дополнительно нефти: 1816 м^3 (на сумму более \$1,000,000)



▲ Рис. 4. – Результаты тестирования ТОР (скважина А-1, Юго-Восточная Азия)

2) Глубокая (более 4 км) офшорная скважина с газлифтом в Мексиканском заливе. Были получены следующие результаты (см [5]):

- ГФ уменьшен с 586 до 227 м³/м³
- Дебит увеличился с 19.2 до 26 м³ в день
- Водосодержание уменьшено с 9.5 % до 0.43 %

• После снятия устройства ТОР со скважины было замечено внезапное увеличение дебита, поскольку ТОР помогла очистить призабойную зону от газовых и водяных конусов, уменьшила вязкость нефти и улучшила проницаемость этой зоны по нефти, в то же время ухудшив проницаемость по газу.

3) Скважина 289 в Узбекистане (месторождение Кокдумалак) в 2001 – 2008 годах, [5].

• Использование ТОР увеличило ежедневную добычу на 18 %, со 123.8 до 146 м³ в день, уменьшило ГФ на 15 % с 1071 до 803.6 м³/м³, и содержание воды снизилось до нуля.

• Устройство ТОР было установлено на забое в НК трубах для поддержания оптимального забойного давления и стабилизации добычи из скважины.

• Был уменьшен скин-эффект в призабойной зоне, а также уничтожены газовые и водяные конусы в перфорационной зоне.

• Использование устройства ТОР позволило добыть дополнительно 5952 м³ нефти за девятимесячный период.

• За 7 лет применения ТОР скважина дала дополнительно нефти на 10 млн долларов.

4) Испытания ТОР на скважинах Узбекистана подтвердили эффективность технологии при извлечении нефти из нефтяной оторочки.

В 2011 году на скважине, добывавшей 6 тон с ГФ, равным 30000 м³/м³ и водосодержанием более 20 %, путём установки специально рассчитанного забойного устройства удалось повысить дебит нефти на 50 %, снизить воду до 7 %, а ГФ уменьшить вдвое.

5) Успешное применение ТОР было проведено в 2014 году на двух скважинах газоконденсатного месторождения в Узбекистане.

В табл. 1а, 1б и на Рис. 5а, 5б приведены полученные результаты.

Дата	Дебит жидких гидрокарбонатов, т/сут	Диаметр штуцера, мм
2014/02/26	2.31	9
2014/03/05	2.46	9
2014/03/18	2.67	10
2014/03/27	3.46	10
2014/04/01	5.35	11
2014/04/08	5.23	11
2014/05/03	2.72	11
2014/05/04	6.59	10
2014/05/06	4.98	10
2014/05/15	6.72	10

▲ Табл. 1а.

Дата	Дебит жидких гидрокарбонатов, т/сут	Диаметр штуцера, мм
2014/02/27	3.73	13.2
2014/03/06	3.62	13.2
2014/03/17	3.92	12.8
2014/03/27	14.18	12
2014/04/02	16.94	12
2014/04/09	10.66	12
2014/04/17	3.63	13.2
2014/04/23	5.99	13.2
2014/04/24	6.22	13.2
2014/04/30	8.03	13.2
2014/05/01	6.71	13.2
2014/05/18	5.26	12.2
2014/05/14	6.48	12.2

▲ Табл. 1б.



▲ Рис. 5а.

Первая скважина – дебит конденсата увеличился с 2.7 тонны до в среднем 4.76 тонны в день.

Вторая скважина – дебит конденсата увеличился с 3.9 тонны до 8.18 тонны в день.

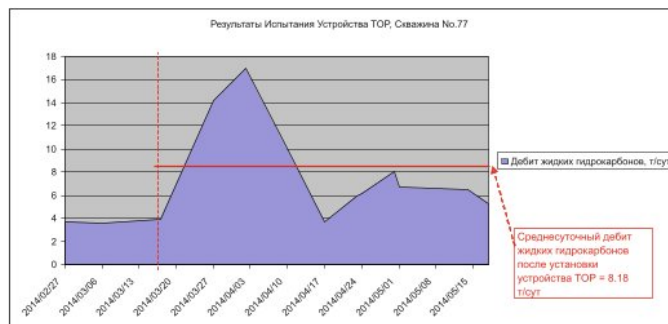
Последние испытания доказали эффективность применения TOP для добычи нефти и конденсата из оторочек газовых и газоконденсатных месторождений.

В мире (и в России, в частности) существует огромное количество газовых месторождений, имеющих нефтяные оторочки. При этом до сих пор не существует эффективной технологии, позволяющих добывать из них нефть. Снятие блокировки жидким конденсатом забоя газоконденсатных скважин также является важным свойством TOP-технологии.

Внедрение TOP-технологии может позволить решить эти проблемы и получить дополнительно миллионы тонн высококачественной нефти и конденсата.

Выводы

Количество скважин, в которых применение TOP может привести к увеличению добываемой нефти и конденсата, огромно. TOP можно применять как при разработке новых месторождений, так и для улучшения режима работающих скважин. Экономический эффект от использования этой технологии может быть выражен в получении дополнительной нефти и конденсата или экономией сотен миллионов долларов без необходимости



▲ Рис. 5б.

ти бурения дополнительных скважин или строительства офшорных платформ.

Литература:

1. Патент США номер 7,172,020 (6 февраля 2007)
2. Патент США номер 7,753,127 (13 июля 2010)
3. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Система оптимизации добычи нефти – Новая технология, успешно работающая на нефтегазо-конденсатном месторождении Кокдумалак (Узбекистан/Туркменистан) // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №10.
4. West W.J., Garvin W.W., Sheldon J.W., Solution of the Equations of Unsteady State Two-Phase Flow in Oil Reservoirs // Trans. AIME. – 1954. – V.201. – p.217-229.
5. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Новая технология оптимизации добычи из резервуаров содержащих нефть с высоким газовым фактором // Бурение и Нефть. – 2012. – август.

Приложение

В качестве математической модели, которая описывает основные процессы нестационарной двухфазной фильтрации в пласте, были выбраны уравнения Маскета. При этом были приняты некоторые упрощающие допущения:

- 1) пласт является квазиодномерным и существует только радиальный поток;
- 2) пористая среда изотропна и однородна;
- 3) силой тяжести и капиллярными эффектами можно пренебречь;
- 4) сжимаемостью породы и воды можно пренебречь;

5) давление в нефтяной и газовой фазе одинаково.

Эти предположения позволяют описать двухфазный поток нефти и газа следующими уравнениями в частных производных [4] относительно неизвестных давления $P(r, t)$ и нефтенасыщенности $S_o(r, t)$:

$$(1) \quad \begin{cases} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -158.064 \frac{\phi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right), \\ \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) = -158.064 \frac{\phi}{K} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1 - S_o - S_w}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} \frac{R_s}{5.615} \right). \end{cases}$$

Условие на внешних границах пласта – нулевой поток:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial r} \right|_{r=r_e} = 0.$$

На стенке скважины принимаем условие

$$P|_{r=r_w} = P_w(t).$$

Также задаются начальные условия:

$$(2) \quad P(r, 0) = P_0(r), \quad S_o(r, 0) = S_0(r).$$

Система (1) дополняется PVT – характеристиками нефти и газа, зависимостями проницаемости различных фаз от насыщенности и другими свойствами системы скважина – пласт:

$$\mu_o(P), \mu_g(P), B_o(P), B_g(P), R_s(P), K_o(S_o), K_g(S_g), K, \phi, P_f, P_{bp}, r_w, r_i, S_w, S_{g \text{ crit}}.$$

Система (1), (2) решается с помощью конечноразностного метода, который несколько отличается от того, который был использован в работе [4].

После исключения насыщенности из системы (1) и после некоторых преобразований нелинейные уравнения (1) приобретают вид уравнения (3) относительно давления P :

$$(3) \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{K_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_s}{5.615} \frac{K_o}{\mu_o B_o} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right) + F(P) \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left(\frac{K_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = C(P, S_o(r, t)) \frac{\partial P}{\partial t},$$

где $F(P)$, $C(P, S_o)$ являются функциями, зависящими от PVT – характеристик и других параметров системы «скважина – пласт».

Обозначения

P	- давление
S_o	- насыщенность пласта по нефти
S_g	- насыщенность пласта по газу
S_w	- насыщенность пласта по воде
K	- проницаемость
K_{oo}	- относительная проницаемость по нефти
K_{go}	- относительная проницаемость по газу
ϕ	- пористость
μ_o	- вязкость нефти
μ_g	- вязкость газа
B_o	- коэффициент объемного расширения нефти
B_g	- коэффициент объемного расширения газа
R_s	- коэффициент растворимости
P_f	- пластовое давление
P_{bp}	- давление насыщения
t	- время
r	- радиус
r_w	- радиус скважины
r_i	- внешний радиус пласта
H	- мощность пласта
$S_{g \text{ crit}}$	- критическая насыщенность пласта
Q_o	- дебит нефти
Q_g	- дебит газа
P_{opt}	- оптимальное забойное давление

Применение метода максимального правдоподобия для микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта

■ Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Мокшин Е.В., ЗАО «Градиент», г. Казань

Введение

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одной из технологий интенсификации добычи нефти, представляя собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором за счет поднятия давления жидкости гидроразрыва выше горного давления образуется искусственная трещина большой протяженности. В процессе образования трещины происходит высвобождение энергии упругих деформаций, сопровождающееся излучением сейсмических волн, что может служить геофизической основой для контроля (мониторинга) реальной геометрии трещины. Данное излучение может быть зафиксировано сейсмическими датчиками и использовано для локализации местоположения источников сейсмических событий, вызванных проведением ГРП, и позволяет оценить пространственно-временной характер развития трещин [1].

Хорошо известен метод мониторинга ГРП при наблюдениях из соседних скважин. Регистрация производится скважинными трехкомпонентными сенсорами, аналогичными сенсорам, применяемым при ВСП. Импульсы от микросейсм трещинообразования пикируются на каждом сенсоре по приходу Р и S волн, что позволяет, при известной скоростной характеристике, определить методом наименьших квадратов положение очага каждого зарегистрированного импульса. Данный метод позволяет локализовать трещину ГРП как в плане, так и по вертикали. Наблюдения в скважинах свободны от поверхностных помех, что позволяет достигать удовлетворительных результатов с применением относительно про-

стых аппаратных средств и методов обработки микросейсмических сигналов.

Однако скважинный мониторинг ГРП невозможен при отсутствии соседних скважин, а при их наличии требует остановки добычи или нагнетания, что приводит к существенным экономическим потерям. Таким образом, скважинный мониторинг ГРП обладает некоторыми ограничениями по применимости. Альтернативный метод наблюдения при расположении датчиков на дневной поверхности не требует использования скважин, что делает этот метод потенциально более универсальным, чем скважинный мониторинг.

Условия наблюдения микросейсм с поверхности существенно отличаются от скважинных наблюдений, в первую очередь, по уровню шумов. Даже естественный уровень микросейсм на поверхности существенно выше, чем в скважинах с глубиной расположения сенсоров более 500 метров. При мониторинге ГРП к естественному уровню шумов добавляется мощный источник помех в виде флота ГРП, находящегося, как правило, непосредственно над зоной ГРП. Уровень полезного сигнала напротив значительно ниже, чем в случае скважинных наблюдений, за счет большей длины пробега микросейсм и повышенного поглощения в ВЧР, особенно в высокочастотной составляющей сигнала.

Данные факторы приводят к тому, что локализация очагов микросейсм различными методами засечек, которые используются в скважинном мониторинге, при наземном мониторинге невозможна, так как отношение сигнал/шум на

каждом конкретном сенсоре ниже единицы и сигнал визуально не выделяется. Таким образом, обработка данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП является значительно более сложной задачей по сравнению со скважинным мониторингом.

Задача локализации микросейсмических источников является хорошо известной в радиотехнике [2] задачей обнаружения сигналов при многоканальном приеме и решается разными методами. Применительно к задаче локализации источника микросейсм они обладают различной точностью локализации, устойчивостью к шумам и вычислительной сложностью. Наиболее часто для восстановления местоположения очагов микросейсм используется метод дифракционного суммирования и его разновидности, например, метод фокусирующего преобразования [3], позволяющий динамически отбраковывать наименее информативные сенсоры. Метод дифракционного суммирования относительно прост в реализации, однако, как будет показано далее, он плохо устойчив к поверхностным шумам. Известен также метод Time Reverse Modelling [4, 5], который по устойчивости к поверхностным шумам и точности локализации превосходит метод дифракционного суммирования [6].

Сущность подхода метода максимального правдоподобия

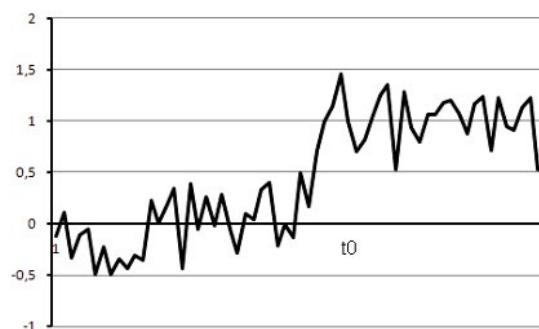
Из теории передачи сигналов [7] известно, что наиболее эффективным методом обнаружения сигналов является метод на принципе максимума правдоподобия. Его суть заключается в следующем.

Рассмотрим сначала простую задачу выделения ступенчатого импульса в момент $s(t-t_0)$ который может возникнуть в приемном устройстве в известный

момент времени t_0 с известной амплитудой A на фоне гауссовских шумов $n(t)$. Приемное устройство регистрирует смесь шума и импульса:

$$z(t) = n(t) + s(t) \quad (1)$$

График процесса z изображен на рис. 1. Распределение плотности вероятности гауссовского шума в отсутствии сигнала есть нормальное распределение с математическим ожиданием 0 и некоторой дисперсией D . В присутствии сигнала s с амплитудой A распределение остается нормальным, но математическое ожидание становится равным A , а дисперсия сохраняется.



▲ Рис. 1. Пример случайного процесса с появлением единичной ступеньки в момент t_0

Предположим пока, что мы имеем возможность сделать только одно измерение процесса в момент t_0 . Таким образом, задача выявления такого сигнала сводится к оценке вероятности принадлежности конкретного отсчета сигнала z к одному из двух распределений $f(0,D)$, $f(A,D)$, где f – функция плотности вероятности нормального распределения. Функция правдоподобия наличия сигнала в момент времени t для рассматриваемой задачи выглядит следующим образом:

$$L = \exp\left(-\frac{(z(t_0)-A)^2}{2D}\right) / \exp\left(-\frac{z(t_0)^2}{2D}\right) \quad (2)$$

В (2) мы рассчитываем значения плотности вероятности для обоих распределений – исходного распределения шума без сигнала и распределения шума с сигналом. Функция правдоподобия является их отношением. Если она больше 1, то более вероятно, что есть сигнал, если меньше – то более вероятно, что нет. Такое решающее правило носит в радиотехнике название «идеальный наблюдатель». Если мы можем сделать более одного отсчета измерения в моменты времени t_i в интервале появления сигнала, то мы можем рассчитать совместную функцию правдоподобия для всех сделанных отсчетов:

$$L = \prod_i \left[\exp\left(-\frac{(z(t_i) - A)^2}{2D}\right) / \exp\left(-\frac{z(t_i)^2}{2D}\right) \right] \quad (3)$$

Основываясь на данном подходе, мы можем решать более сложные задачи. Например, если сигнал имеет более сложную форму, чем ступенька, т.е. он имеет различные амплитуды $s(t_i)$ в различные моменты времени t_i , то формула (3) преобразуется в

$$L = \prod_i \left[\exp\left(-\frac{(z(t_i) - s(t_i))^2}{2D}\right) / \exp\left(-\frac{z(t_i)^2}{2D}\right) \right] \quad (4)$$

Наконец, мы можем принимать сигнал s одновременно по нескольким каналам с различными характеристиками, как канала, так и самого сигнала. В этом случае формула (4) преобразуется в

$$L = \prod_k \prod_i \left[\exp\left(-\frac{(z_k(t_i) - s_k(t_i))^2}{2D_k}\right) / \exp\left(-\frac{z_k(t_i)^2}{2D_k}\right) \right] \quad (5)$$

Где k – индекс канала приема, имеющего индивидуальные характеристики сигнала $s_k(t)$ и дисперсию шума D_k .

Формула (5) описывает ситуацию, когда мы знаем время возникновения сигнала, так называемый синхронный прием. Если мы не знаем это время, то

возникает задача так называемого асинхронного приема. Она заключается в последовательном решении задачи синхронного приема для последовательных моментов времени, т.е. мы вычисляем функцию правдоподобия как функцию от времени и для каждого момента определяем, есть во входной последовательности сигнал или нет.

$$L(t_j) = \prod_k \prod_i \left[\exp\left(-\frac{(z_k(t_j+t_i) - s_k(t_i))^2}{2D_k}\right) / \exp\left(-\frac{z_k(t_j+t_i)^2}{2D_k}\right) \right] \quad (6)$$

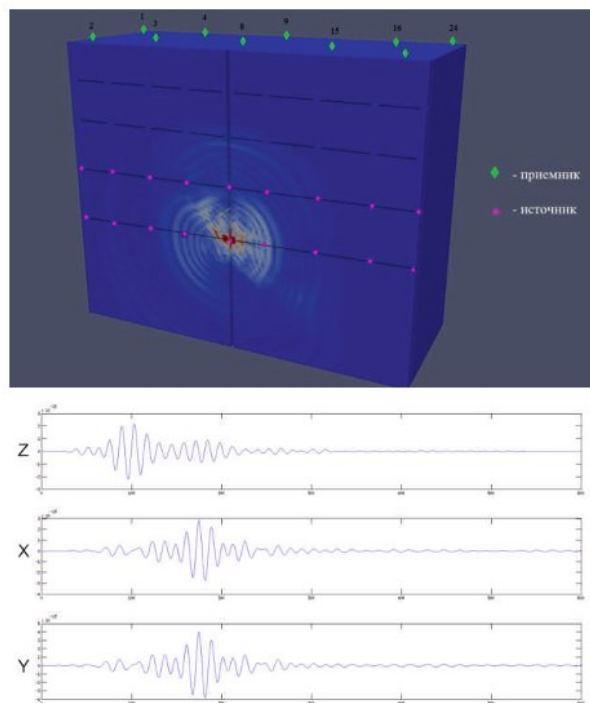
Рассмотрим применение данного подхода к мониторингу ГРП. При микросейсмическом мониторинге ГРП нам необходимо зарегистрировать пространственное положение микросейсм в окрестности ствола скважины, которые сопровождают образование трещины ГРП. Мы можем рассматривать каждую точку в пространстве, окружающую ствол скважины как источник специфических сигналов, а сейсмологического оборудования мониторинга – как каналы их приема. Будем восстанавливать микросейсмическую активность в некотором наборе дискретных точек околоствольного пространства (точки восстановления), например по регулярной сетке, с достаточно малым шагом, так, чтобы покрыть всю область возможного развития трещины гидроразрыва.

Для каждой такой точки требуется рассчитать вид импульса на каждом из датчиков. В отличие от более простых методов, например, дифракционного суммирования, метод максимума правдоподобия требует знания формы сигнала, ожидаемого на сенсорах от микросейсмического события в той или иной точке, а не только времени первого вступления. Применяемые в дифракционном суммировании методы трассировки лучей в этом случае непригодны, и

единственным методом позволяющим решить эту задачу является полномолновое численное моделирование.

Полномолновое численное моделирование позволяет рассчитать форму волны, пришедшей на сенсор в условиях геологии любой сложности, учитывая все возможные волны, образовавшиеся при прохождении сейсмического импульса от источника к приемнику, правильно учесть его геометрическое расхождение с учетом реальной траектории распространения в неоднородном пространстве. Расчет может производиться одним из известных методов, например методом конечных элементов. Учитывая, что необходимо рассчитать амплитуды сигнала с учетом отражений, обменных волн, затуханий и геометрического расхождения расчет лучше вести в трехмерной постановке (рис. 2).

Полномолновой расчет в трехмерной постановке является исключительно



▲ Рис. 2. Пример полномолнового моделирования и рассчитанные сигналы от некоторой точки восстановления для трех компонент датчика на поверхности.

ресурсоемкой задачей, однако он хорошо поддается распараллеливанию, в том числе на современных графических кластерах. С использованием специализированных программных средств полномолнового моделирования и суперкомпьютерных комплексов на GPGPU [8] такой расчет вполне возможен за практически приемлемое время уже сейчас. Тенденции развития вычислительной техники и особенно устройств GPGPU позволяют прогнозировать общедоступность данных видов расчетов в горизонте 3-5 лет.

Очевидно, что сигналы на датчиках от различных точек восстановления будут отличаться друг от друга, однако нам желательно рассчитать не только место возникновения, но и амплитуду возникших микросейсм. К счастью нет необходимости рассчитывать сигналы для каждой точки с различными амплитудами. В отсутствие нелинейных эффектов в среде очевидно, что достаточно рассчитать один сигнал с единичной амплитудой исходного воздействия. При изменении этой амплитуды сигнал на датчиках будет меняться пропорционально амплитуде исходного воздействия, сохраняя форму. Таким образом, формула (6) для правдоподобия будет выглядеть следующим образом:

$$L(t_j|A) = \prod_k \prod_i \left[\exp \left(-\frac{(z_k(t_j+t_i) - A \cdot s_k(t_i))^2}{2D_k} \right) / \exp \left(-\frac{z_k(t_j+t_i)^2}{2D_k} \right) \right] \quad (7)$$

Или логарифмируя (7) для целей дальнейшего анализа и отбрасывая член, не зависящий от A получаем

$$\ln L(t_j|A) = \sum_k \sum_i \left[\exp \left(-\frac{(z_k(t_j+t_i) - A \cdot s_k(t_i))^2}{2D_k} \right) \right] \quad (8)$$

Где A – амплитуда исходного импульса в точке восстановления, а $s_k(t_i)$ – форма импульса на k-м канале для единичного

импульса. Таким образом, мы можем восстановить наиболее правдоподобные амплитуды импульса в каждый момент времени $A(t)$, решая задачу максимизации по A функции правдоподобия (7) или его логарифма (8) для упрощения расчетов

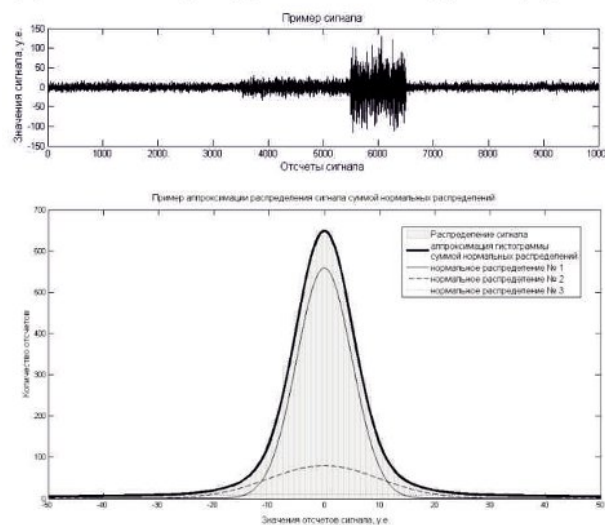
$$A(t) | \max_A \ln L(t|A) \quad (9)$$

Решая задачу (9) для каждой точки восстановления мы получаем наиболее правдоподобную амплитуду по всем точка восстановления для интересующего нас набора моментов времени.

Изложенный выше подход является некоторым упрощением реальной ситуации, в первую очередь из-за предположения нормальности шума в точках приема. В действительности микросейсмический шум не является нормально распределенным, особенно в зонах с высокой техногенной нагрузкой. Включение-выключение работающих механизмов, проезд транспорта и другие нестационарные шумы отклоняют шум от нормального. Получаются так называемые распределения с «толстыми хвостами». Такого рода распределения могут быть представлены, в частности смесью нормальных распределений с различной дисперсией. На рис. 3 представлен типичный вид сигнала в зонах с высокой техногенной активностью, гистограмма амплитуд микросейсмических сигналов и аппроксимация гистограммы смесью нормальных распределений.

В случае аппроксимации негауссовского шума смесью нормальных распределений формулы (2)-(7) несколько усложняются, но принципиально не меняются, вместо одной гауссианы появляется их сумма. Кроме того, для логарифмического вида правдоподобия (8) под суммой получается логарифм от

суммы экспонент. Несколько усложняется также процедура восстановления распределения, в случае аппроксимации гистограммы одним нормальным распределением вычисление параметров распределения, математического ожидания и дисперсии производится через вычисление их несмещенных оценок, для аппроксимации суммой нормальных распределений требуется выполнять оптимизационные вычисления, что также является хорошо известной, хотя и достаточно ресурсоемкой задачей [9].



▲ Рис. 3. Пример негауссовского сигнала и аппроксимации его распределения суммой гауссиан

Сопоставление методов восстановления микросейсмического сигнала

Как мы видим, применение метода максимального правдоподобия является значительно более ресурсоемкой задачей, чем вычисления методами дифракционного суммирования и сопоставимо по сложности с вычислениями Time Reverse Modelling, которые также выполняются методами полноволнового численного моделирования. Оценим, стоит ли использовать такой трудоемкий метод.

Как известно, дифракционное суммирование является простым усреднением

сигналов в моменты времени, соответствующие первым вступлениям волны, распространяющейся из некоторой точки пространства. Результирующую формулу можно записать как

$$A(t) = \sum z_i(t + \Delta t_i) \quad (10)$$

где Δt_i – пробег до первых вступлений на i -й датчик.

В предположении приблизительно одинаковой амплитуды полезного сигнала и независимости помех получается синфазное сложение полезного сигнала и асинфазное – помехи, в результате чего сумма полезного сигнала растет пропорционально N , где N – число каналов (датчиков), а сумма помеховой составляющей – пропорционально $\sqrt{N}$. Отношение сигнал/шум, таким образом, возрастает пропорционально $\sqrt{N}$.

Данный алгоритм не учитывает следующих факторов, существующих при обработке реальных данных. Во-первых, полезный сигнал имеет для различных точек пространства неодинаковую амплитуду. Для более дальних датчиков амплитуда полезного сигнала мала, тогда как амплитуда помехи, определяемого собственными шумами датчика и посторонними шумами в точке приема остается постоянным. Таким образом, дальние датчики делают больший вклад в рост шумовой составляющей, чем в рост полезного сигнала.

Этот недостаток отчасти исправляется методами динамической коррекции набора датчиков, по которым производится суммирование для каждой точки исследуемого пространства, например в методах фокусирующего преобразования. Также от этого недостатка свободен метод Time Reverse Modeling.

Метод Time Reverse Modeling, как известно, заключается моделировании

возбуждений, распространяющихся в численной модели среды от точек, соответствующих точкам установки датчиков на местности. Возбуждаемый сигнал является обращенным во времени принятым в этой точке сигналом. От точек приема/возбуждения сигнал распространяется во все стороны, но в точке, соответствующей положению в среде источника микросейсма все волны пересекаются одновременно и складываются синфазно. Амплитуда каждой из волн в этой точке равна амплитуде зарегистрированного сигнала деленного на пройденное расстояние, т.е.

$$A(t) = \sum z_i(t + \Delta t_i) \quad (11)$$

Таким образом, и сигнальная, и шумовая компоненты убывают пропорционально пройденному сигналом расстоянию. Более близкие точки в этом случае дают больший вклад в восстановление амплитуды микросейсм, причем это происходит автоматически без участия человека.

Однако оба этих метода не полностью используют доступную информацию. В реальности достаточно часто каналы приема имеют различную степень зашумления. Если в наборе датчиков имеется канал с сильным уровнем шума, то в вычисленной по формулам (10) и (11) амплитуде микросейсмической активности зашумленный канал будет вносить непропорционально большой вклад.

Проиллюстрируем это следующим примером. Допустим, у нас имеются 10 датчиков, на одном из которых среднеквадратичное отклонение шума в 10 раз больше чем на любом из остальных. Вычислим амплитуду помехи, возникающей в некоторой точке восстановления методом дифракционного суммирования в отсутствии полезного сигнала.

Пусть в зашумленном канале возникает выброс, равный 10 СКО на тихих каналах, а на остальных (тихих) каналах амплитуда равна 0. Тогда амплитуда возникшей помехи будет равна $A = (1 \times 10 + 9 \times 0) / 10 = 1$ в единицах среднеквадратичного отклонения тихих каналов.

Для вычислений по методу Time Reverse Modeling добавляется учет расстояний до приемников, и при одинаковом расстоянии принципиальной разницы с методом дифракционного суммирования не будет.

Другая ситуация возникает при вычислениях по методу максимального правдоподобия. Для случая нормального шума поиск максимума правдоподобия по (9) эквивалентен методу наименьших квадратов с нормированным на дисперсию квадратом отклонения отдельных компонент, т.е. нам нужно найти такое A при котором $(10 - A)^2 / 10^2 + 9 \cdot (0 - A)^2 \rightarrow \min$. Решая это уравнение, мы получаем $A \approx 0.01$. В методе дифракционного суммирования у нас получалось 1, т.е. в 100 раз больше!

Зашумленный канал не оказывает практически никакого влияния на восстановление сигнала именно из-за большой дисперсии, которую учитывает метод максимального правдоподобия. В случае негауссовского распределения помехи преимущество перед методом дифракционного суммирования и методом Time Reverse Modeling может быть еще больше, так как для распределений с «толстыми хвостами» характерны большие выбросы.

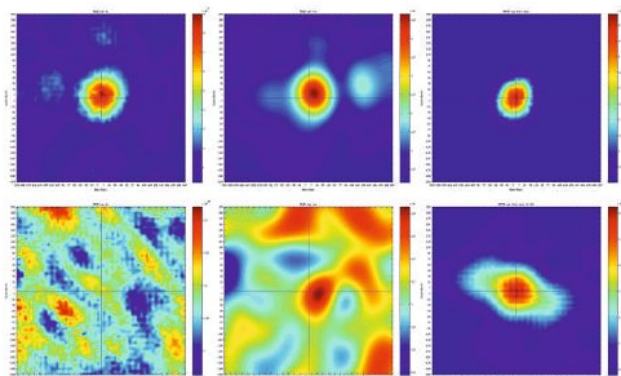
Проиллюстрируем восстановление модельного сигнала наглядным численным примером. Для сравнения методов было произведено восстановление микросейсмического сигнала в среде с

реальной скоростной характеристикой. Для получения модельных сигналов проводилось полноволновое численное моделирование распространения сейсмической волны от модельного источника на глубине 1600 м. Сигналы регистрировались на модельной дневной поверхности в 40 точках, расположенных равномерно в пределах кольца с центром в гипоцентре источника. Сигналы регистрировались в трех компонентах.

По модельным сигналам было проведено восстановление местоположения источника тремя методами - методом дифракционного суммирования, методом Time Reverse Modeling и методом максимума правдоподобия. Восстановления производилось как в отсутствии шума, так и при добавлении нормально распределенного шума со среднеквадратичным отклонением равным 3 максимальным амплитудам модельного сигнала на поверхности.

На рис. 4 приведен результат восстановления сигналов в плоскости источника. Реальное местоположение источника - перекрестия осей. Можно отметить, что при отсутствии шума методы демонстрируют сопоставимую точность, однако максимум восстановленной амплитуды для дифракционного суммирования и Time Reverse Modeling смещены в первый квадрант, что может быть вызвано некоторой асимметричностью точек наблюдения.

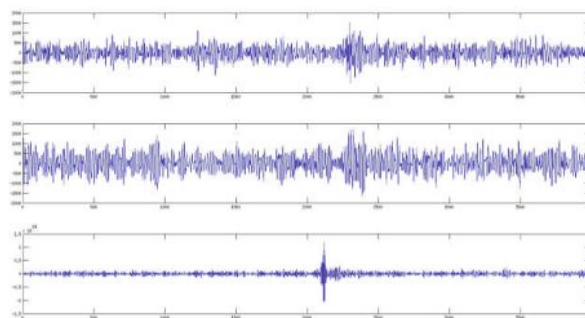
При добавлении шума восстановление микросейсмического события методом дифракционного суммирования не произошло. Метод Time Reverse Modeling восстановил источник приблизительно в правильном месте, однако одновременно в плоскости восстановления возникли артефакты сопоставимой амплитуды, что в реальных условиях



▲ Рис. 4. Пример восстановления местоположения модельного микросейсмического источника сопоставляемыми методами. Цветом выделена амплитуда восстановленного сигнала (слева направо - метод дифракционного суммирования, метод Time Reverse Modelling, метод максимального правдоподобия). Верхний ряд - шум отсутствует, нижний ряд - добавлен нормально распределенный шум со среднеквадратичным отклонением в 3 раза большим максимальных амплитуд модельных сигналов на поверхности.

затруднит идентификацию действительного местоположения. Метод максимума правдоподобия восстановил положение источника абсолютно точно без видимых артефактов.

На рис. 5 представлен пример работы с реальными данными восстановления микросейсмического импульса по полевым наблюдениям (расстановка из 38 трехкомпонентных датчиков СМЕ-4111). Приведен восстановленный с помощью метода максимального правдоподобия временной ряд амплитуды микросейсм в забое скважины, включающий в себя момент перфорации. Для сравнения приведены типичные сигналы, зарегистрированные на полевых датчиках. Несмотря на то, что амплитуда достигшего датчиков микросейсмического импульса сопоставима с поверхностными шумами, импульс в точке забоя восстанавливается более чем уверенно.



▲ Рис. 5. Пример восстановления амплитуды микросейсмического события по реальным данным. По горизонтальной оси - время в миллисекундах, по вертикальной - амплитуда в у.е. Верхние графики - зарегистрированные полевые сигналы, нижний график - амплитуда восстановленного микросейсмического события в точке забоя скважины.

Выводы

Метод максимального правдоподобия является теоретически наиболее информативным и помехоустойчивым методом восстановления сигналов. В статье приведен подход, основанный на частном случае применения метода максимального правдоподобия для восстановления амплитуд микросейсмических событий, сопровождающих трещинообразование при ГРП.

На примерах модельных и реальных данных показано восстановление сигналов методом максимального правдоподобия и его преимущества перед методами дифракционного суммирования и Time Reverse Modeling.

Преимущества метода заключаются в большей помехоустойчивости и большей точности восстановления амплитуды и местоположения микросейсмических событий в условиях сильных помех. В условиях слабых помех точность и достоверность методов сопоставимы.

Метод максимального правдоподобия требует значительных вычислительных ресурсов и более полного набора исходных данных, чем метод дифракционного суммирования. Таким образом,

его применение оправданно в тех случаях, когда проявляются его преимущества – наибольшая помехоустойчивость. Сильные помехи наиболее характерны для поверхностных наблюдений, таким образом, для мониторинга ГРП с дневной поверхности применение метода максимального правдоподобия наиболее оправданно по сравнению со скважинными исследованиями.

Литература

1. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А. Применение пассивных сейсмических наблюдений для контроля параметров гидроразрыва пласта // Нефт. хоз-во. 2005. ? 5. С. 64–66.
2. Howland, P. E. Passive radar systems // IEE Proc. Radar Sonar Navig. 2005. V. 152. No. 3. P. 105–106.
3. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Волков А.В. и др. Сейсмическая локация очагов эмиссии – новая технология мониторинга добычи УВ. Тезисы докладов Межд. Конф. EAGE, EAGO, SEG, С-Петербург, 16-19 октября, 2006г.
4. Levin S.A. 1984. Principle of reverse-time migration. *Geophysics* 49, 581–583. doi:10.1190/1.1441693
5. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization // *Geophys. Res. Lett.* 2008. V. 35. L03307.
6. Мокшин, Е.В. Сопоставление метода "TIME REVERSE MODELING" и метода дифракционного суммирования [Текст] / Е.В. Мокшин, Д.В. Бережной, Е.В. Биряльцев // Научно-технический журнал "ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ", 2012. Т.2, С. 26-28.
7. Зюко А.Г. и др. Теория передачи сигналов. М. Связь. 1980–288 с, илл.
8. Галимов М.Р., Биряльцев Е.В. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах // Вычислительные

методы и программирование, 2010. Т. 11, С. 77-93.

9. Чабдаров Ш.М. Полигауссовы представления случайных явлений в радиотехнике. Юбилейный сборник избранных трудов членов Академии наук Республики Татарстан, под ред. Н.А. Сахибуллина. Казань, Фолиантъ, 2002, с.59-100

Подробнее об авторах



Биряльцев
Евгений Васильевич

Зам. ген.директора
по науке, к.т.н.,
ЗАО «Градиент»



Рыков
Василий Александрович

Руководитель информа-
ционно-аналитического
центра, к.ф.-м.н.,
ЗАО «Градиент»



Мокшин
Евгений Владимирович

Инженер,
ЗАО "Градиент"

Современное состояние технологии поиска и мониторинга залежей углеводородов АНЧАР. Результаты последних лет

■ Арутюнов С.Л., к.г.-м.н. (НТК АНЧАР), г. Москва

Сиротинский Ю.В., к.т.н., Сунцов А.Е., к.ф.-м.н., (ИФХЭ РАН), г. Москва

Технология АНЧАР относится к новому классу технологий микросейсморазведки, которые основаны на анализе микросейсмического шумового поля с целью поиска нефти и газа. В настоящее время разработаны и внедряются модификации технологии применительно к условиям шельфа, транзитных зон, микросейсмического мониторинга геологической среды.

Явление парагенезиса аномалий геофизических, геохимических, биологических полей над зоной залежи УВ широко известно (научное открытие СССР, № 234). Вторичное минералообразование, изменение физических параметров слоистой толщи пород над мигрирующими вверх по разрезу углеводородами залежей – все это находит в той или иной степени отражение в геофизических полях различной природы. Известны аномальные зоны электропроводности, силы тяжести, магнитных свойств, а эффекты аномального поглощения сейсмических волн высокочастотного спектра использованы в промышленной сейсморазведке («аномалии типа залежь»).

Впервые прикладная микросейсмическая инфразвуковая технология разведки нефти и газа АНЧАР (Акустическая НизкоЧастотная Разведка) возникла у нас в России в начале 90-х годов [1, с.33]. Её авторами были специалисты Минприроды, ГАЗПРОМ и РАН. Технология возникла на основе феноменологического прецедента наличия в волновом сейсмическом поле спектральных аномалий в инфразвуковом диапазоне частот над месторождениями УВ. До 80-х годов прошлого столетия этот прецедент на ряде объектов был зарегистрирован исследователями ИФЗ АН СССР [2, с.1084], а после 90-го года отмечен многочисленными примерами при применении уже оформившейся промышленной техноло-

гии АНЧАР. В этот период были выполнены опытные работы на ряде полигонов – Калужское ПХГ, Братское, Ковыктинское, Староключёвское, Оренбургское, Кара-чаганакское и др. месторождения УВ, и защищены первые патенты [3,4]. Дальнейшие полтора десятилетия успешного применения с коэффициентом успеха прогноза более 0.8 по-прежнему позволяют надеяться на достойное внимание к технологии АНЧАР отечественного ТЭК.

Теоретическое обоснование феномена после наших публикаций было предпринято также целым рядом авторов, в том числе и зарубежными [5-9]. Отметим, что феномен АНЧАР был промоделирован в работе [10], где было показано хорошее согласие физической модели с наблюдениями. Представления, которых придерживаются сами авторы технологии, содержатся в работах [11, с.10; 12, с.9] и сформулированы в научном открытии [13, с.15]. Однако, необходимо подчеркнуть, что ведущиеся дискуссии на пространстве научных допущений и частных выводов не снимают с арены самого факта феномена аномальности инфразвукового микросейсмического поля над залежами нефти и газа.

Как мы полагаем, объективно оценивая свои способности и возможности, технология АНЧАР служит для того, чтобы определить нефтегазовое насыщение коллекторов в ловушках структурного и неструктурного типов, которые так или

иначе закартированы сейсморазведкой. Критические, то есть рискованные геологические условия решения этой задачи заключаются в следующем: а) глубины залегания УВ менее 300-400 м; б) нефтегазонасыщенные толщины менее 2-3 м; в) густые дегазированные вязкие нефти.

За прошедшие годы работы по технологии АНЧАР выполнялись в различных геологических условиях: для ловушек структурного и неструктурного типов, в условиях активного проявления соляной тектоники, для карбонатных и терригенных коллекторов. Работы проводились в разных географических условиях: в степях Предуралья и Прикаспия, прериях Колорадо, пустынях Каракума и Сахары, горных хребтов Копет-дага и Атласа, тайги Восточной Сибири и сельвы Амазонии, условиях болот Западной Сибири, а также на каспийском и тихоокеанском шельфах.

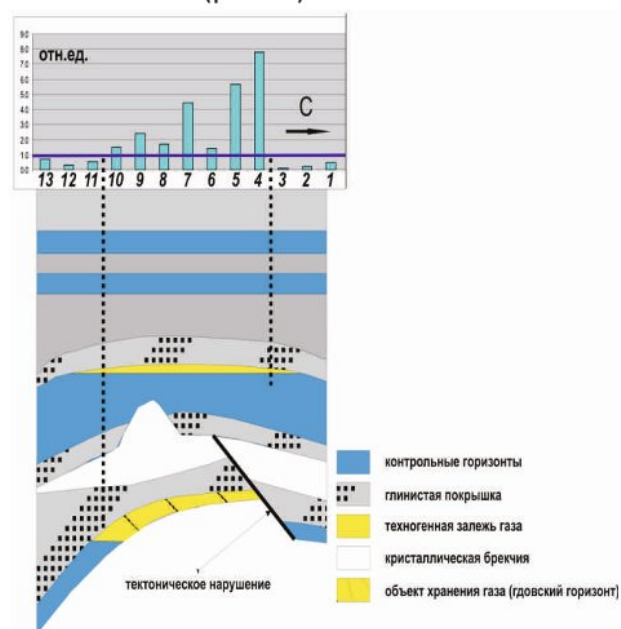
Современная геологоразведка всё чаще проводится в сложных географических и геологических условиях. Это накладывает всё большие требования на применяемые технологии разведки. В этой связи, и современные варианты микросейсмических методов прогноза нефти и газа в технологии АНЧАР приобрели необходимые уникальные свойства. В отличие от ранних модификаций технологии, современный АНЧАР существенно отличается:

- отказом от источников возбуждения среды (сейсмодвибраторов) с целью облегчения технологии для применения в самых разнообразных, в том числе экстремальных, географических условиях;
- минитиатюризацией и физической защищённостью регистрирующих модулей авторского (в малой серии) производства;
- новыми принципами и приёмами

регистрации и обработки сейсмограмм, авторским сертифицированным программным обеспечением, улучшающим соотношение сигнал/шуми реализацию 3D-моделирования поля инфразвукового излучения объектов;

- адаптацией и промышленным освоением аппаратуры для работы в условиях транзитных зон и морского шельфа.

Начиная с 2008г. новые методы в технологии стали внедряться, на объектах ГАЗПРОМ (рис.1.).

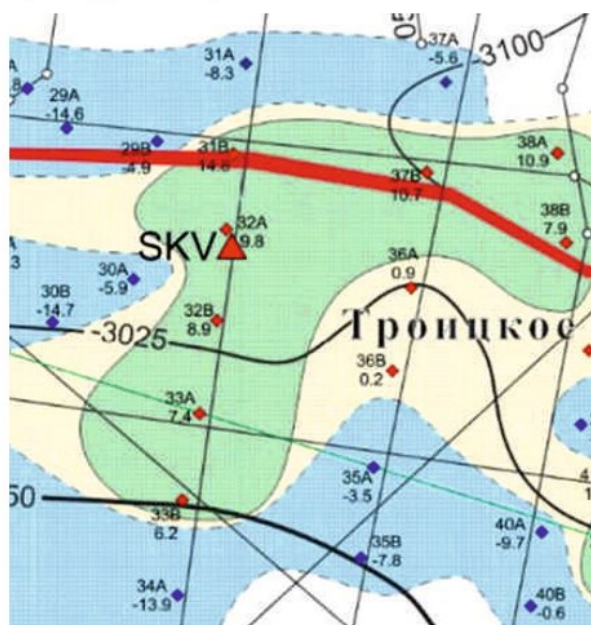


▲ Рис. 1. Схематический геологический профиль Калужского ПХГ и результаты обработки измерений по технологии АНЧАР.

В частности, были продолжены многолетние (с1993г.) исследования по мониторингу контура ГВК в процессе закачки-отбора на Калужском ПХГ, однако метод относительного индуцирования был заменён методом профильного группирования [14, с.26, 15, с.58]. На рис.1. приведена иллюстрация картирования положения контуров на линии скв.70-15 при максимальном заполнении ловушки в гдовских песчаниках на глубине 700м: северная граница объекта, контролируемая тектоническим нарушением, отмечена между точками 3 и 4, южная, связанная

с положением ГVK в исследуемую фазу эксплуатации ГVK, – между точками 10 и 11. Это положение контуров подтверждается контрольными скважинами.

Однако, успехи при прогнозировании залежей УВ были достигнуты применением и более ранних по времени разработки методов в технологии АНЧАР. С 1995 по 2010 гг. прогноз подтверждался глубоким бурением в среднем в 8 случаях из 10. Одни из последних примеров [16, с.194,17, с.56] относятся к Корниловской и Акобинской площадям в южном Предуралье (ГАЗПРОМ), к Чиканской площади в южном Прибайкалье (ГАЗПРОМ), к Кашаевской площади в Бузулукской впадине (“ДиректНефть”). Результаты работ по последнему участку приведены на рис.2.

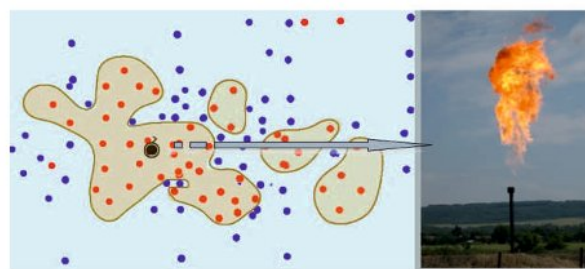


▲ Рис. 2. Первая нефтяная скважина в пределах аномалии АНЧАР на Троицкой структуре (Урало-Поволжье)

В 2009 г. в пределах северного борта Бузулукской впадины исследовано инфразвуковое поле Троицкой структуры в связи с поэтапной реализацией частной американской компанией «Директ Нефть» программы «сланцевой» нефти. По результатам переобработки данных

сейсморазведки и рекомендаций АНЧАР, в пределах установленной аномалии пробурена скважина и получены притоки нефти. Разведка и освоение открытого нефтяного месторождения продолжается.

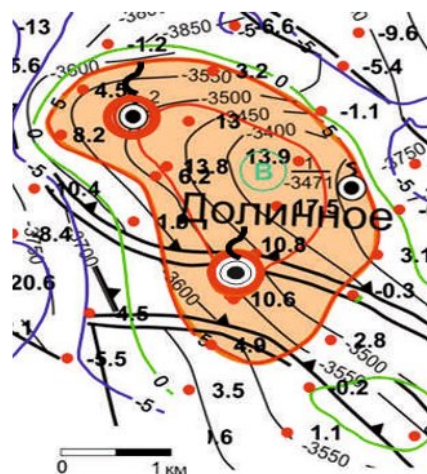
Работы по технологии АНЧАР выполнялись в период 2006-2008гг. в северо-западной части Болгарии на территории более 4 тыс.кв.км в рамках договора с американской компанией Direct Petroleum Exploration. По результатам прогноза АНЧАР [17, с.56] пробурена скважина глубиной порядка 6 км. В результате получен промышленный приток газа из нетрадиционных карбонатных коллекторов и открыто первое в истории новой Болгарии газовое месторождение (рис.3).



▲ Рис. 3. Открытие газового месторождения в Болгарии, обоснованного аномалией АНЧАР.

На площади Долинная в Казахстане (рис.4.) также выполнены работы по технологии АНЧАР для компании ВМВ-Мунан, показавшие продуктивность северо-западной периклинали и юго-западного погружения структурной ловушки и отсутствие таковой в своде структуры. После присводовой малопродуктивной скв.1 были пробурены скв.2 и скв.3 в соответствии с рекомендациями АНЧАР, которые дали промышленные притоки нефти [18, с.72].

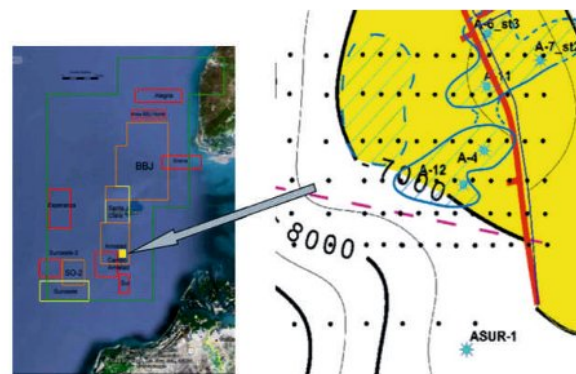
Уже с конца 90-х годов в акватории Азовского моря выполнены экспериментальные работы по технологии АНЧАР совместно с “Южморгеологией”. Опытно-промышленные исследования по



▲ Рис. 4 Пример использования технологии АНЧАР в юго-западном Казахстане

прогнозу продуктивности недр проводились нами в 2005 г. в содружестве с “Казморгеофизикой” на шельфе северо-востока Каспия на площади Тюб-Караган. Пробуренная позже скважина подтвердила отрицательный прогноз сводового участка структуры [18, с.72].

В связи с развитием новых методов прогноза технологии АНЧАР последних лет, нельзя особо не упомянуть о промышленном внедрении морского варианта технологии на тихоокеанском шельфе Эквадора – в заливе Гуаякиль и на лицензионном Блоке 6 (рис.5.). Здесь исследовано более 1000 кв.км акватории, выявлены многочисленные поисковые объекты для проведения детальных работ и последующего бурения [17, с.56]. Наиболее подробно исследованы прогностические поля месторождения Amistad (Petroequador). Оконтуренные аномалии ориентируют дальнейшее бурение. Скважина 7-st-2 до периода работ АНЧАР была выведена из эксплуатации как непродуктивная. После положительного прогноза АНЧАР скважина 7-st-2 была восстановлена и дала промышленный приток газа. Кроме того, установлен новый разведочный объект – аномалия АНЧАР на западе структуры. Бурение самого последнего времени подтверди-



▲ Рис. 5. Тихоокеанский шельф Эквадора. Нефтегазовое месторождение.

ло прогноз тремя стволами разведочной скважины.

В заключение, отметим следующее:

1. Статистика подтверждаемости прогнозирования залежей УВ очень благоприятна. Более 150 скважин, более 300 объектов прогноза (из которых около 100 проверены бурением), десятки разведанных и доразведанных месторождений УВ на глубинах от 700 до 6500 м в различных нефтегазоносных районах в терригенных и карбонатных коллекторах структурных и неструктурных ловушек – вот перечень обстоятельств прогноза с коэффициентом удачи 0,8. Представление об успешности работ по технологии АНЧАР за два десятилетия дает таблица, приведенная нами в [19, с.52].

2. В 2009 году пять зарубежных компаний (Cairn Energy PLC, Chevron Corp., Exxon Mobil Corp., GDF Suez and S.A., Petroleos Mexicanos) создали, так называемое, Low Frequency Seismic Partnership. Цель этого партнерства – объединение усилий в разработке как теоретических, так и прикладных аспектов западных низкочастотных микросейсмических технологий разведки УВ. Есть все основания утверждать, что эти технологии возникли за рубежом после 2002 г. в результате недобросовестных заимствований из России. Однако примечательно то, что вслед за рядом статей, созданием

различных компаний и изготовлением сотен континентальных и морских датчиков, исчезли всяческие известия и публикации по предмету. Причина закрытия темы с большой вероятностью связана с успешным внедрением итогов разработок в эксклюзивную практику.

3. В северо-восточной части сахалинского шельфа Охотского моря функционируют нефтегазовые российские и зарубежные компании, в том числе объединенные в консорциумы, которые занимаются разведкой УВ на многочисленных лицензионных участках. Во второй половине нулевых годов здесь было пробурено с десятков скважин, из которых лишь одна-две оказались продуктивными. Это привело к уменьшению на порядок ресурсного потенциала ряда участков, к распаду консорциума, к разориентации направлений дальнейшего развития разведки [20, с.30].

Убеждены, что использование технологии АНЧАР для определения местоположения разведочных скважин и отборки поисковых объектов по степени их перспективности, существенно изменило бы создавшуюся ситуацию.

4. Наконец, благодаря публикациям В.М.Орлова и Н.В. Милетенко стало широко известно, что на одну тонну УУВ, добытой в России, разведывается одна тонна запасов. В среднем в мире этот показатель более чем в 2 раза превосходит российский.

Пришло время (и не сегодня) спешно и активно внедрять новые разведочные технологии. Только комплексирование сейсморазведки и бурения с оперативными и относительно лёгкими методами прогноза УВ позволит повысить коэффициент восполняемости ресурсов стратегического для России сырья.

Компания АНЧАР, пионер отечественной технологии инфразвуковой микро-

сейсмической разведки нефти и газа, имеет все возможности для эффективного решения комплекса задач, связанных, в конечном счете, с определением местоположения разведочных скважин и оконтуриванием и мониторингом залежей УВ. Технология АНЧАР является необходимым элементом сейсморазведочных работ, повышающим успешность прогноза залежей УВ в пределах 2Д и 3Д структурных и неструктурных объектов, а следовательно – снижающим финансовые и временные затраты и исключающим бурение многих непродуктивных скважин.

Литература

1. Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л. и др., Опыт низкочастотной разведки в газоносных районах Оренбургской области // Геология нефти и газа, № 11, 1994г., - С.33.
2. Нерсесов И.Л., Каазик П.Б., Рахматуллин М.Х., Трегуб Ф.С., О возможности поиска газовых месторождений по спектральным отношениям амплитуд микросейсмического фона // ДАН СССР, №5, т.312, 1990г., - С.1084.
3. Патент № 2045079. Способ вибросейсморазведки при поиске нефтегазовых месторождений (приоритет 01.04.92).
4. Патент № 2054697. Способ сейсморазведки при поисках нефтегазовых месторождений (приоритет 29.12.92)
5. Корчагин А.С., Механизм низкочастотных резонансов в пористой породе // Геофизика, 2000г., №6, - С.30.
6. Свалов А.М., О возможном физическом механизме эффекта АНЧАР. // Технологии сейсморазведки, №1, 2010г., - С.27.
7. Биряльцев Е.В., Вильданов А.А., Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования. // Технологии сейсморазведки, №1, 2010г., - С.31.
8. Brian S., Stefan M., Time reverse modeling of microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir Localization, SEG Annual Meeting, San Antonio, 2007.

9. Алексеев А.С., Дедов В.П., Тригубович Г.М., Геофизики должны хорошо знать механику. – Геофизика №3, 2007г., - С.55-57.

10. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред. Том I-III. Коллектив авторов. Под редакцией О.Л.Кузнецова, 2004г.

11. Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. – Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР. // Геофизика, 1998г., №5, - С.10.

12. Сунцов А.Е., Графов Б.М., Капельно-пузырьковая модель излучающей залежи УВ в технологиях микросейсморазведки. // Технологии сейсморазведки, №1, 2010г., - С.9.

13. Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л., Графов Б.М., Сиротинский Ю.В., Научное открытие А-129. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью (приоритет 22.03.97; поступление 25.12.98; заявитель ЗАО АНЧАР). Диплом 109.

14. Арутюнов С.Л., Востров Н.Н., Дворецкий П.И., Дуболазов В.И. и др., Метод АНЧАР для геомониторинга ПХГ. // Газовая промышленность, №9, 1999г., - С.26.

15. Арутюнов С.Л., Карнаухов С.М., Позднухов С.В., Булавин В.Д., Востров Н.Н.,

Технология АНЧАР при поисках и мониторинге залежей углеводородов. // Технологии сейсморазведки, №1, 2010г., - С.58.

16. Карнаухов С.М., Горячев С.А., Токин В.В., Худорожков В.Г., Дека А.А., Микросейсмическая инфразвуковая технология разведки нефти и газа АНЧАР. Результаты и возможности. - Газпром, Материалы XV координационного совещания, 2010г., - С.194.

17. Арутюнов С.Л., Сунцов А.Е., Микросейсмическая инфразвуковая технология разведки нефти и газа АНЧАР. Современное состояние. // Oil&Gas Journal, Russia, №1-2, 2013г., - С.56.

18. Кунаев М.С., Яскевич С.И., Арутюнов С.Л., Опыт применения технологии АНЧАР в континентальной и морской части западного Казахстана. // Технологии сейсморазведки, №1, 2010г., - С.72.

19. Арутюнов С.Л., Коэффициент успешности прогноза нефти и газа по технологии АНЧАР. - Технологии сейсморазведки, №1, 2010, с.52.

20. Пешкова И.А., Слишком малые приросты... // Oil&Gas Journal, Russia, №8, 2008г., - С.30.

ИНФОРМАЦИЯ

В статье «Современные бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы (обзор)», размещенной в выпуске журнала 02/2014, в качестве поставщика систем FireFly и Hawk указана компания INOVA (совместное предприятие, созданное компаниями BGP (51%) и ION Geophysical (49%)).

В поступившем в редакцию журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» письме коммерческого директора ООО «Инпут/Аутпут Сервис СНГ г-на Д.Р.Бабека указывается, что сейсморегистрирующие системы FireFly и Hawk разработаны и производятся исключительно в США. Следует отметить, что авторы статьи данный факт сомнению не подвергали (см. стр.7 журнала). Тем не менее, редакция благодарит г-на Д.Р.Барбека за данное уточнение приведенной в статье информации.



ООО ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДАННЫХ

Офис Е-313, Парк-Плейс,
Ленинский пр-т 113/1
117198, Москва, Россия

+7(495) 234 27 94
info@gds.ru
www.gds.ru

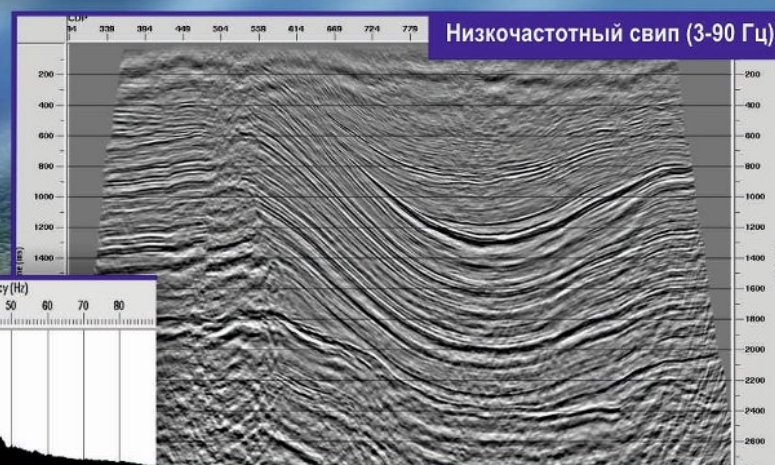
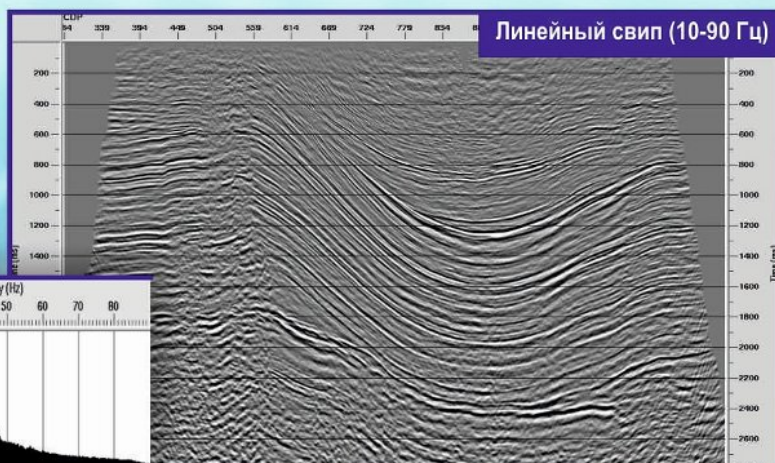
Технология широкополосной регистрации
сейсмических данных на основе системы
управления виброисточниками

GDS-I® и GDS-I plus®



- Обеспечивает оптимальное применение алгоритмов инверсий сейсмических данных с целью определения литологических характеристик исследуемой толщи.
- Дает лучшую динамическую выразительность сигналов на сейсмических разрезах.
- Режим низкочастотного воздействия реализуется на стандартных виброисточниках и сейсмоприемниках.
- Возможно расширение спектра как в сторону низких, так и в сторону высоких частот.
- Возможность реализации технологии АВИСейс®.

Шаг ПП, м	50
Шаг ПВ, м	50
Кол-во каналов в активной расстановке	160
Тип расстановки	Центрально-симметричная
Кратность	80
Кол-во ПВ	203
Кол-во источников в группе	2
Усилие воздействия, %	60



Это не просто компания. Это – надежный партнер

Хорошо известно, что универсальных рецептов успеха в том, как вести бизнес – нет. Зато можно изучить опыт тех, кто в процессе своей деятельности, хоть и сталкивался с определенными трудностями, однако сумел их успешно преодолеть. Сегодня наш журнал представляет одну из таких компаний – ООО НПК «СибГеофизПрибор». Эта компания предлагает не просто высокотехнологичные решения, реализованные в поставляемом своим клиентам оборудовании, она предлагает им взаимовыгодное партнерство, за которым стоит бесценный опыт, который накапливался с каждым успешным проектом в течение многих лет.

«ООО НПК «СибГеофизПрибор» - 20 лет

■ Черепанов В.П., ООО НПК «СибГеофизПрибор», г. Новосибирск

В сентябре 2014 года ООО Научно-производственная компании «СибГеофизПрибор» исполняется 20 лет. Компания (до августа 2001 года ООО НПК «СибГеоСейс») была образована в сентябре 1994 года. Компания занимается разработкой и изготовлением геофизической аппаратуры, предназначенной для проведения профильных и площадных сейсморазведочных и электроразведочных работ, инженерных геофизических исследований, а также региональных геофизических исследований с целью изучения глубинной структуры земной коры.

В период с 1994 по 1996 годы компания принимала активное участие во внедрении и проведении полевых работах с многоканальным телеметрическим сейсморазведочным комплексом «УКВ-АРС-МЗ», разработанным и изготовленным ЗАО Сибирское ОКБ и СНИИГГиМ-Сом.

С 1996 года компания начинает заниматься разработкой, изготовлением и внедрением геофизической аппаратуры. В период с 1996 по 1999 годы были разработаны многоканальная телеметрическая сейсмостанция SGS-S (СТС-24), малогабаритные электроразведочные станции SGS-E (МТЗ), телеметрическая электроразведочная станция SGS-TEM (ЗС) и электроразведочная станция SGS-EM

(ДНЭМ) на базе 24-ти четырёх разрядного АЦП типа дельта-сигма.

Основные этапы развития компании:

1999 август - система синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2002 ноябрь - тестер-индикатор SGD-TFL для проверки целостности и индикации сопротивления взрывной сети при подготовке к взрывным работам;

2002 декабрь - система синхронизации и управления SGD-SP для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний «ГЕОТОН» и «ЕНИСЕЙ»;

2003 ноябрь – малогабаритные сейсмостанции SGD-SEL48, SGD-SEL24B и SGD-SEL12BE для инженерных геофизических исследований и мониторинга техногенных объектов;

2004 октябрь – система синхронизации SGD-S (версия V7.x) для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2004 декабрь – сейсмическая станция SGD-SEL (версия V2.x) для инженерных геофизических исследований;

2005 январь – тестер SGD-TSS для проверки систем синхронизации для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2005 июль – электроразведочный измеритель SGD-ENW (МЭРИ-24) для методов сопротивлений, ВП, ЕП и ЧЗ;

2005 ноябрь – система синхронизации и управления SGD-SP (версия V2.x) для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2007 февраль – тестер геофонов SGD-TG для проверки в лабораторных и полевых условиях параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации;

2007 июнь – телеметрическая сейсмостанция SGD-SET для инженерных геофизических исследований и мониторинга техногенных объектов;

2007 октябрь – система синхронизации и управления SGD-SP (версия V3.x) для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2007 декабрь – сейсмическая станция SGD-SEL (версия V3.x) для инженерных геофизических исследований;

2008 февраль – электроразведочный измеритель SGD-EMT для работы методом MTЗ;

2008 август – устройства зарядные серии SGD-BC... для полевой геофизической аппаратуры;

2008 декабрь - генератор тока электроразведочный SGD-EGC125 «SKAT»;

2009 май - система синхронизации по радио SGD-SSR для инженерных сейсмических станций;

2010 апрель - контроллер SGD-SP (версия V9.x) системы синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2010 апрель - тестер SGD-TSP системы синхронизации и управления SGD-SP;

2010 апрель - томографическая электроразведочная станция SGD-ETT «ТомоZOND» для работ методами сопротивления и ВП;

2011 февраль - тестер геофонов SGD-TG (версия V2.x) параметров геофонов и

их групп в лабораторных и полевых условиях;

2011 ноябрь - система синхронизации и управления SGD-SP (версия V4.x) для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний;

2011 декабрь - телеметрическая сейсмостанция SGD-SET "RED FOX" (версия V3.x) для инженерных геофизических исследований;

2011 декабрь - телеметрическая сейсмостанция SGD-SHF48 «SPRUT» для мониторинга процесса гидроразрыва пласта;

2011 декабрь - малоглубинная коротко-тажная сейсмическая станция SGD-SLM «GNOME» для исследования верхней части разреза;

2012 февраль - тестер SGD-TBC зарядного устройства для проверки зарядных устройств и блоков аккумуляторных батарей;

2012 апрель - система синхронизации по кабелю SGD-SHC (версия V2) для инженерных сейсмических станций;

2012 февраль – сейсмическая станция SGD-SMM «KROT» для мониторинга горных массивов в подземных выработках (шахтах);

2012 июнь - генератор тока электроразведочный SGD-EGC200 «SKAT II»;

2012 сентябрь - тестер SGD-TSS (версия V2) системы синхронизации SGD-S;

2012 декабрь - измеритель электроразведочный SGD-EEM «MEDUSA» для методов постоянного тока (сопротивлений), ЕП, ВП и ЧЗ;

2013 январь - тестер-индикатор SGD-TFL (версия V4) сопротивления взрывной сети;

2013 июнь - телеметрическая сейсмическая станция SGD-SMH96 «SPRUT II» для мониторинга процесса добычи углеводородов;



▲ Рис. 1. Объем выпуска продукции за период с 2000 по 2013 годы.

2013 ноябрь - система синхронизации по радио SGD-SHR (версия V2) для инженерных сейсмических станций;

2014 апрель – сейсмическая станция SGD-SEL48 и SGD-SEL24B (обновленная версия V3.x) для инженерных геофизических исследований;

2014 август - синхронизатор SGD-SB (версия V9.x) системы синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний.



▲ Рис. 2. Объем выпуска по видам продукции в % от общего объема выпуска продукции за период с 2000 по 2013 годы.

15 декабря 2007 года компания справилась новоселье в новом административно-производственном здании площадью более 1000 кв.метров. В настоящее время численность компании составляет 40 человек.

Системы синхронизации SGD-S для взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний

Пятнадцать лет назад, в 1999 году, ООО НПК «СибГеофизПрибор» завершило разработку системы синхронизации SGD-S взрывных источников возбужде-

► Рис. 3. Объем выпуска по видам продукции за период с 2000 года по июль 2014 года.

№№	Наименование	Кол-во	Примечание
1.	Система синхронизации SGD-S		
1.1.	Контроллер SGD-SP (версии V4.x, V5.x, V7.x и V9.x)	658	
1.2.	Синхронизатор SGD-SB (версии V4.x, V5.x и V7.x)	1397	
1.3.	Устройство для переноски синхронизатора SGD-SB	896	
1.4.	Тестер SGD-TSS системы синхронизации SGD-S	19	
2.	Система синхронизации и управления SGD-SP		
2.1.	Контроллер SGD-SP (версии V7.2 и V8.x)	169	
2.2.	УСУ SGD-SP (версии V1.x, V2.x, V3.x и V4.x)	482	
2.3.	Коммутатор-стабилизатор SGD-SP "ГЕОТОН"	368	
2.4.	Коммутатор-стабилизатор SGD-SP "ЕНИСЕЙ"	473	
2.5.	Устройство зарядное "0.5/1.0 кВт, 24 В" (ГЕОТОН)	45	
2.6.	Устройство заряд/разряд "1.0 кВт, 220 В" (ГЕОТОН)	36	
2.7.	Устройство заряд/разряд "4 кВт, 380В" (ЕНИСЕЙ)	164	
2.8.	Акселерометр цифровой SGD-AD	1822	
2.9.	Тестер SGD-TSP системы синхронизации SGD-SP	4	
3.1.	Станция инженерная сейсмическая SGD-SEL48	52	2496 каналов регистрации
3.2.	Станция инженерная сейсмическая SGD-SEL24B	30	720 каналов регистрации
3.3.	Станция инженерная сейсмическая SGD-SEL12BE	5	60 каналов регистрации
4.	Станция инженерная сейсмическая SGD-SET	11	1304 каналов регистрации
5.	Станция сейсмического мониторинга SGD-SMM "KROT"	18	330 каналов регистрации
6.	Станция сейсмического мониторинга SGD-SMH "SPRUT II"	3	264 канала регистрации
7.	Тестер геофонов SGD-TG	119	
8.	Тестер-индикатор SGD-TFL сопротивления взрывной сети	1775	
9.	Электроразведочная аппаратура		
9.1.	Измеритель электроразведочный SGD-ENW "MERY24"	268	
9.2.	Измеритель электроразведочный SGD-EEM "MEDUSA"	9	
9.3.	Генератор электроразведочный SGD-EGC "SKAT/SKAT II"	26	
9.4.	Станция электроразведочная SGD-ETT "Tom oZOND"	4	252 электрода
10.	Устройство зарядное для аккумуляторных батарей		
10.1.	Устройство зарядное SGD-BC60 и SGD-BC4001	895	SGD-SB
10.2.	Устройство зарядное SGD-BC3501/BC3502/BC6002/BC7502	34	SGD-SEL, MEDUSA, SKAT
10.3.	Устройство зарядное SGD-BC30002 и SGD-BC50010	7	



▲ Рис. 4. Административно-производственное здание ООО НПК «СибГеофизПрибор»

ния сейсмических колебаний и приступило к её серийному выпуску.

Система синхронизации SGD-S предназначена для работы в составе многоканальных телеметрических сейсморазведочных станций отечественного и зарубежного производства: 408UL, 428XL и 508 XT компании Sercel (Франция), ARIES II, G3i компании INOVA (США) и т.п. - при проведении профильных и площадных сейсморазведочных работ с применением взрывных источников возбуждения сейсмических колебаний.

Система синхронизации SGD-S состоит из одного контроллера SGD-SP, который устанавливается на сейсмостанции, и до шестнадцати синхронизаторов SGD-SB, которые размещаются в пунктах возбуждения сейсмических колебаний.



▲ Рис. 5. Контроллер SGD-SP (Версия V9.x)

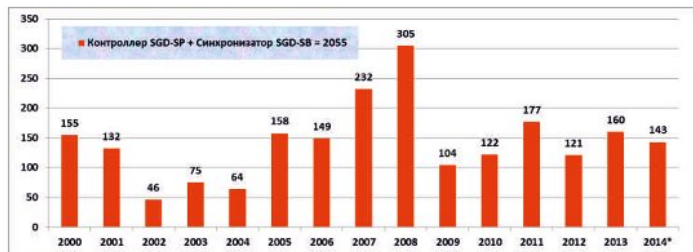
За 15 лет было изготовлено и поставлено геофизическим предприятиям: контроллеров SGD-SP – 658 шт. и синхронизаторов SGD-SB – 1397 шт., которые применяются более чем в 250-ти производственных геофизических партиях России и зарубежных стран. Более 90% геофизических партий России используют систему синхронизации SGD-S.

В 2004 году система синхронизации SGD-S сертифицирована компанией Sercel (Франция). Доля компании Sercel составила 41% от общего объема выпуска систем синхронизации SGD-S.

Зарубежными и отечественными компаниями выпускаются аналогичные по назначению системы синхронизации: The Shooting System (Macha International inc., USA), Shot Pro II (INOVA, USA), BOOM



▲ Рис. 6. Синхронизатор SGD-SB (Версия V7.3)



BOX (Seismic Source Company, USA) и CCB-2 (СКБ СП, г. Саратов).

В настоящее время завершаются испытания новой версии V9.x синхронизатора SGD-SB. Разработка выполнена по заказу компании Sercel-Junfeng (China). Данное изделие предназначено, в первую очередь, для поставки геофизическим предприятиям Китайской Народной Республики и другим заказчикам компании Sercel.

Отличительные особенности синхронизатора SGD-SB версии V9.x:

1. Полная совместимость версий V7.x и V9.x.
2. Временная погрешность синхронизации не более ± 25 мкс.
3. Встроенная навигационная система GPS+GLONASS с точностью $\pm 2,5$ м.



4. Работа в режиме ретранслятора.

5. Работа с электронными детонаторами Davey Bickford (ORICA) (опция 2015 г.).

6. Класс защиты синхронизатора не менее IP66.

7. Размещение синхронизатора SGD-SB в рюкзаке за спиной или на поясе спереди.

8. Масса синхронизатора SGD-SB в рюкзаке не более 11 кг.

9. OLED-индикатор повышенной яркости и контрастности.

10. Часы/календарь реального времени.

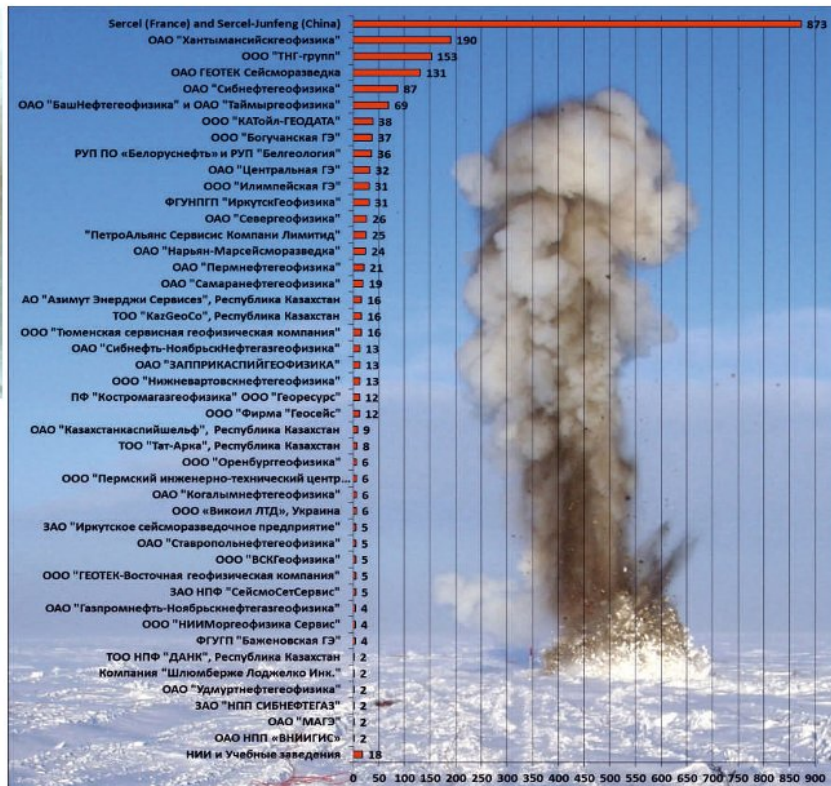
11. Русскоязычный или англоязычный интерфейсы управления.

12. Программирование параметров работы через интерфейс USB.

13. Считывание данных и обновление ПО через интерфейс USB.



▲ Рис. 7. Синхронизатор SGD-SB (Версия V9.x)



Система синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний

В декабре 2002 году ООО НПК «СибГеофизПрибор» завершило разработку и приступило к серийному выпуску системы синхронизации, управления и контроля SGD-SP для электромагнитных импульсных источников возбуждения сейсмических колебаний.

Система синхронизации и управления SGD-SP предназначена для работы в составе многоканальных сейсморазведочных станций отечественного и зарубежного производства: 408UL, 428XL и 508XT компании Sercel (Франция), ARIES II, G3i компании INOVA (США) и т.п. - при проведении профильных и площадных сейсморазведочных работ с примени-

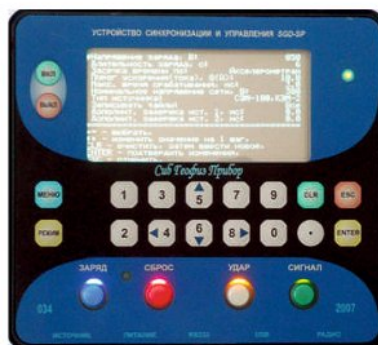
ем импульсных электромагнитных источников возбуждения сейсмических колебаний типа «ЕНИСЕЙ», «ГЕОТОН» и т.д.

Система синхронизации и управления SGD-SP состоит из одного контроллера SGD-SP, который устанавливается на сейсмостанции, и от одного до пяти устройств синхронизации и управления SGD-SP, к каждому из которых могут быть подключены: один источник «Енисей КЭМ-4/2», два источника «Енисей СЭМ-100» или шесть источников «ГЕОТОН» («СЭМ-20»).

Таким образом, возможно возбуждение сейсмических колебания одновременно двадцатью четырьмя источниками «ГЕОТОН» («СЭМ-20»), десятью – «Енисей СЭМ-100» или пятью – «Енисей КЭМ-4».



▲ Рис. 8. Контроллер SGD-SP (Версия V8.x)



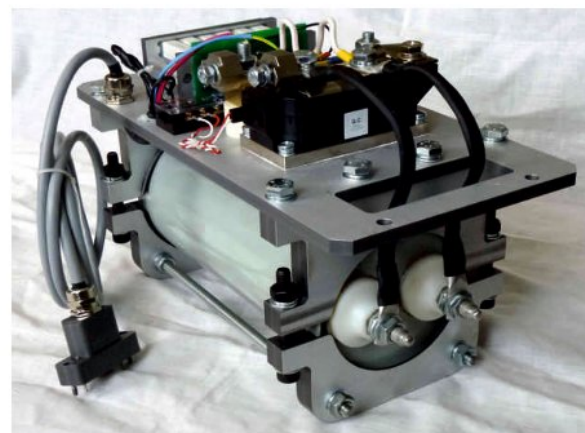
▲ Рис. 9. Устройство синхронизации и управления SGD-SP (Версия V3.x и V4.x)



▲ Рис. 10. Устройство заряд/разряд "4 кВт" "ЕНИСЕЙ" SGD-SP (Версия V3.x)



▲ Рис. 11. Устройство заряда и разряда "1 кВт" "ГЕОТОН" SGD-SP (Версия V3.x)

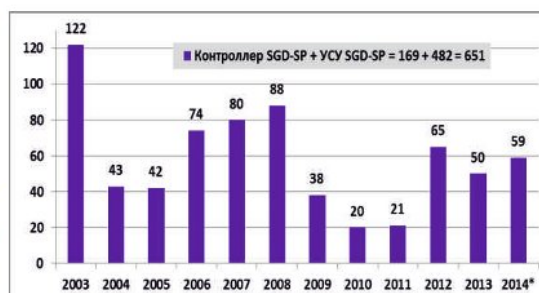
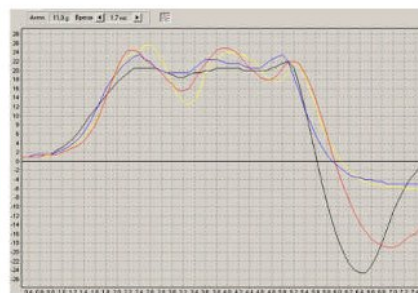


Управление электромагнитами источника осуществляется с помощью устройства заряд/разряд, которое обеспечивает заряд главного накопительного высоковольтного конденсатора от первичного источника питания (сеть переменного тока 220/380 В или аккумулятора) и коммутацию накопленной конденсатором энергии в электромагниты («двигатели») источника.

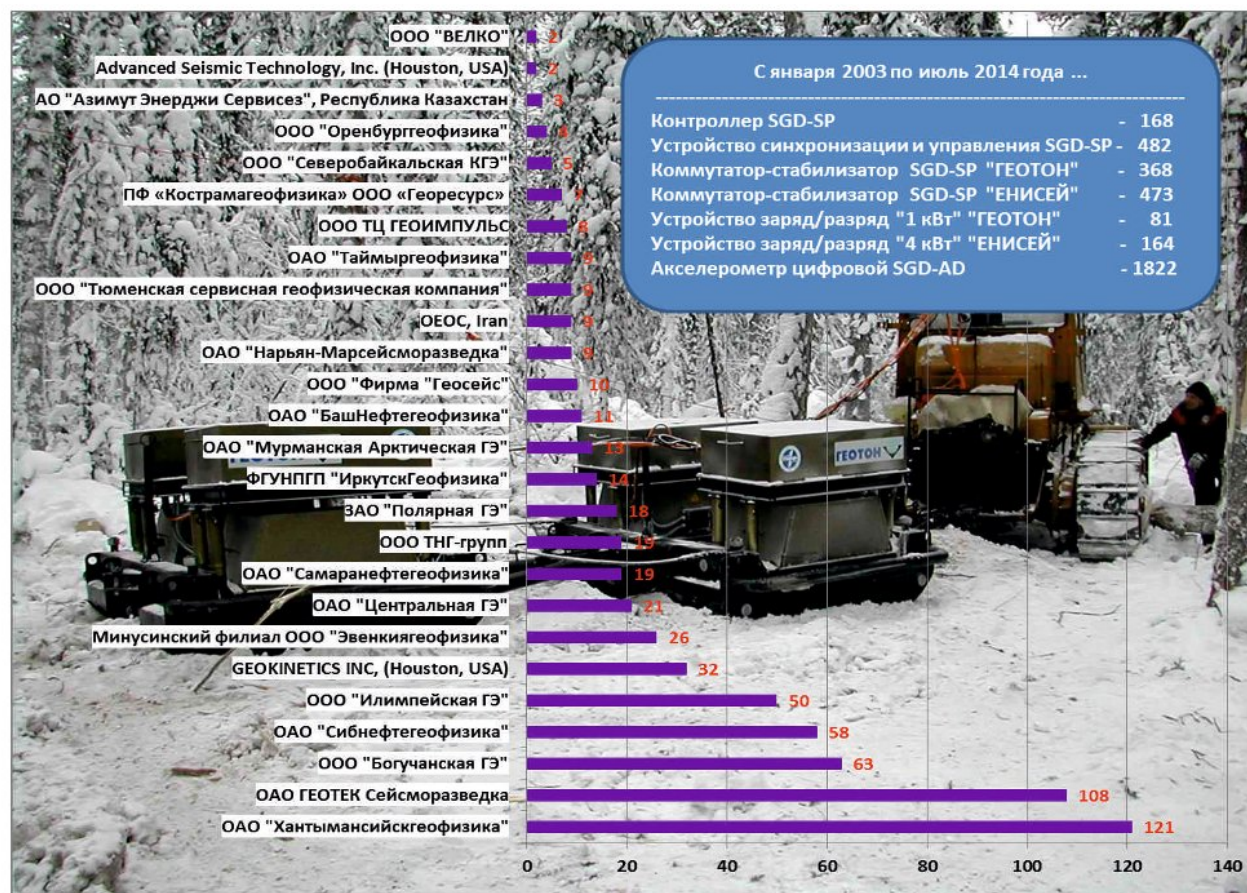
Контроль работоспособности и качества работы источника осуществляется с помощью цифровых акселерометров SGD-AD, которые устанавливаются непосредственно на «пригрузах» индукторов электромагнитов импульсного источника. Акселерометры SGD-AD регистрируют время срабатывания источника (синхронность), длительность и силу (ускорение) воздействия источника на грунт.

За 12 лет было поставлено: контроллеров SGD-SP – 169 шт. и устройств синхронизации и управления SGD-SP – 341 шт., которые применяются более чем в 30-ти геофизических партиях России, США (GEOKINETICS inc., Advanced Seismic Technology, Inc.), Ирана (OEOC).

За 12 лет было поставлено: контроллеров SGD-SP – 169 шт. и устройств синхронизации и управления SGD-SP – 341 шт., которые применяются более чем в 30-ти геофизических партиях России, США (GEOKINETICS inc., Advanced Seismic Technology, Inc.), Ирана (OEOC).



▲ Рис. 12. Акселерометр цифровой SGD-AD (Версия V3.x)



Сейсмостанция SGD-SEL для инженерных геофизических исследований

Серия сейсмостанций SGD-SEL48, SGD-SEL24B, SGD-SEL24E и SGD-SEL12BE для инженерных геофизических исследований была разработана в ноябре 2003 года. Сейсмостанция предназначена для инженерных сейсмических исследований, систем сейсмического мониторинга техногенных объектов и т.п. Сейсмостанция работает в автономном режиме со взрывными или невзрывными («кувалда», «падающий груз» или электромагнитный импульсный) источниками возбуждения сейсмических колебаний. Регистрация, накопление и запись сейсмической информации осуществляются во встроенное энергонезависимое ЗУ, а считывание данных и обновление ПО через интерфейс USB.

Высокое качество регистрации сейсмического сигнала (АЦП – 24 разряда), небольшой вес (5,5/7,5 кг), низкое энергопотребление и диапазон рабочих температур от минус 20 до +60С – это все,

что нужно при работе в труднодоступной и сильно пересеченной местности.

За 11 лет было поставлено 87 станций (3276 каналов), которые применяются более чем в 50-ти геофизических предприятиях России, Индии, Казахстана, Туркменистана, Кыргызстана.

С апреля 2014 года ООО НПК «СибГеофизПрибор» приступило к выпуску обновленной версии сейсмостанции, которая имеет следующие отличительные особенности:

- 1) новый современный графический дисплей повышенной яркости и контрастности с антибликовым покрытием по технологии ST-NLT;
- 2) потребляемая мощность сейсмостанции уменьшена на 25%;
- 3) дополнительные «горячие» клавиши для управления работой сейсмостанции;
- 4) герметичная шильд-клавиатура;
- 5) диапазон рабочих температур сейсмостанции расширен до минус 30С;
- 6) перезапись зарегистрированных данных на стандартный USB Flash накопитель.



Телеметрические сейсмостанции SGS-SET, SGD-SMH "SPRUT II" и SGD-SMM "KROT"

В мае 2007 года ООО НПК «СибГеофиз-Прибор» завершило разработку и выпустило многоканальную телеметрическую сейсмическую станцию SGD-SET. Сейсмостанция SGD-SET предназначена для



▲ Рис.13. Полевой модуль сейсмостанции SGD-SET

проведения инженерных сейсмических исследований с применением взрывных, электромагнитных импульсных источников, а также невзрывных источников возбуждения сейсмических колебаний типа «КУВАЛДА» или «ПАДАЮЩИЙ ГРУЗ».

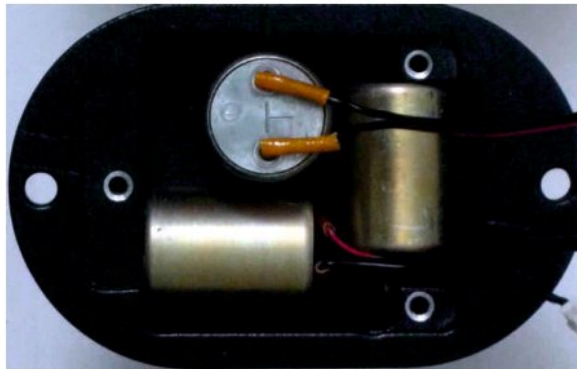
В настоящее время резко выросли требования к качеству инженерных геофизических исследований как при выполнении сейсмических работ в «большой сейсморазведке» - изучении зоны малых скоростей, так и при строительстве высотных зданий и сооружений, автомобильных и железнодорожных мостов, насыпей и путепроводов, железнодорожных туннелей, метро и т.п. Еще одно применение многоканальных телеметрических сейсмических станций - это создание систем стационарного и мобильного сейсмического мониторинга техногенных и других объектов.

Повышение качества инженерных геофизических исследований предполагает увеличение количества каналов регистрации с 24 до 240, расширение частотного диапазона регистрации

сигнала и одновременную регистрацию продольной и поперечных составляющих сейсмического сигнала.

За 7 лет было поставлено 11 сейсмостанций SGD-SET (1304 канала регистрации).

В декабре 2011 года была завершена



▲ Рис.14. Бортовой модуль сейсмостанций SGD-SET и SGD-SMH "SPRUT II"

разработка специализированной телеметрической сейсмостанции SGD-SMH "SPRUT II", предназначенной для непрерывной регистрации микросейсмических сигналов на дневной поверхности при мониторинге процесса добычи углеводородов на континентальных месторождениях, а также при производ-



стве гидроразрыва пласта (ГРП). В настоящее время поставлено три таких сейсмостанции.



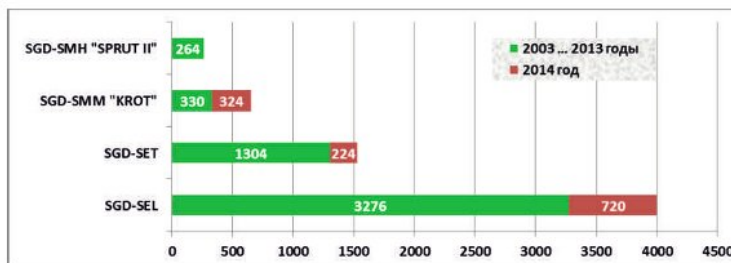
▲ Рис.15. Полевой модуль сейсмостанции SGD-SMH "SPRUT II"

В феврале 2012 года, по заказу ООО «ИНГОРТЕХ», была разработана специализированная телеметрическая сейсмостанция SGD-SMM "KROT", предназначенная для пассивной и активной сейсмической локализации горных массивов в подземных выработках горных предприятий (шахт и рудников, в том числе опасных по газу и пыли в соответствии с ПБ 05-618-03) в целях оперативного текущего геомеханического контроля и прогноза развития опасных ситуаций.

Отличительной особенностью сейсмостанции является необходимость искробезопасного исполнения полевого оборудования.

Это предполагает применение в конструкции блоков специальных материалов, а необходимость учета специфических требований к схемотехническим решениям полевого оборудования.

Данное направление очень перспективное с точки зрения объема выпускаемого оборудования. В соответствии с решением Ростехнадзора все шахты Российской Федерации должны быть оснащены системами сейсмического мониторинга. В 2012-2013 годах сейсмо-



станция прошла производственные испытания на нескольких шахтах.

С февраля 2012 по июль 2014 года изготовлено и поставлено 18 сейсмостанций по 24 канала регистрации каждая. Сейсмостанция SGD-SMM "KROT" состоит из одного искробезопасного полевого контроллера синхронизации (ИПКС) SGD-SMM/CU и от трёх до десяти трехканальных искробезопасных полевых сейсмических модулей (ИПЧМ) SGD-SMM/FU3. К одному входу ИПКС SGD-SMM/CU подключается локальная сеть шахты, а другому входу до десяти ИПЧМ SGD-SMM/FU3. Регистрация сейсмических данных осуществляется по выбранной программе: непрерывно или окнами. Обработка, визуализация и анализ зарегистрированных данных осуществляется оператором в диспетчерской шахты.



▲ Рис.16. Полевой модуль сейсмостанции SGD-SMM "KROT"



▲ Рис.17. Контроллер сейсмостанции SGD-SMM "KROT"

Тестер геофонов SGD-TG

В сентябре 2006 года была завершена разработка тестера геофонов SGD-TG.

Тестер геофон SGD-TG предназначен для контроля в лабораторных и полевых условиях параметров одиночных геофонов и их групп в любой конфигурации, которые выпускаются отечественными и зарубежными компаниями.

Зарубежными и отечественными компаниями выпускаются аналогичные по назначению приборы: SMT-400 (INOVA, USA), SGT II (Sercel, France), Bird Dog II (Seismic Source Company, USA), CheckMate-Land (INFINITY SEISMIC, USA) и ТЕСТ СП (СКБ СП, г. Саратов) [3].

Для работы тестера геофонов не требуется подключение к компьютеру или к внешнему источнику питания. Встроенная аккумуляторная батарея обеспечивает непрерывную работу

Тестера в автономном режиме без подзарядки не менее 8 часов. Результаты тестирования геофонов и самотестирования тестера хранятся в энергонезависимой памяти. Считывание накопленных данных осуществляется через USB-интерфейс. Тестер оснащен выносным датчиком температуры для коррекции результатов тестирования геофонов в полевых условиях.

В памяти тестера хранится библиотека с эталонными данными о геофонах. Программное обеспечение (ПО) тестер может быть обновлено пользователем самостоятельно через USB-интерфейс.

За восемь лет было изготовлено и поставлено 119 приборов, которые применяются более чем в 30-ти производственных геофизических предприятиях России, Республики Казахстана и Республики Беларусь.

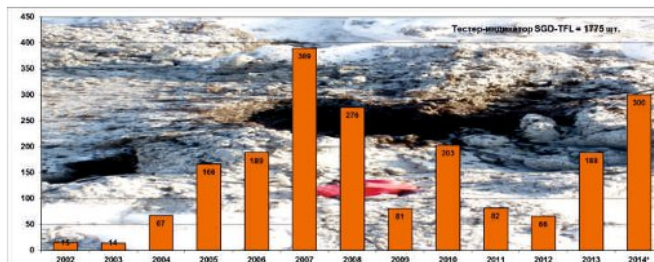


Тестер-индикатор SGD-TFL для проверки сопротивления взрывной сети

В ноябре 2002 году, по многочисленным просьбам, была завершена разработка и начато производство тестер-индикаторов SGD-TFL для проверки сопротивления взрывной сети.

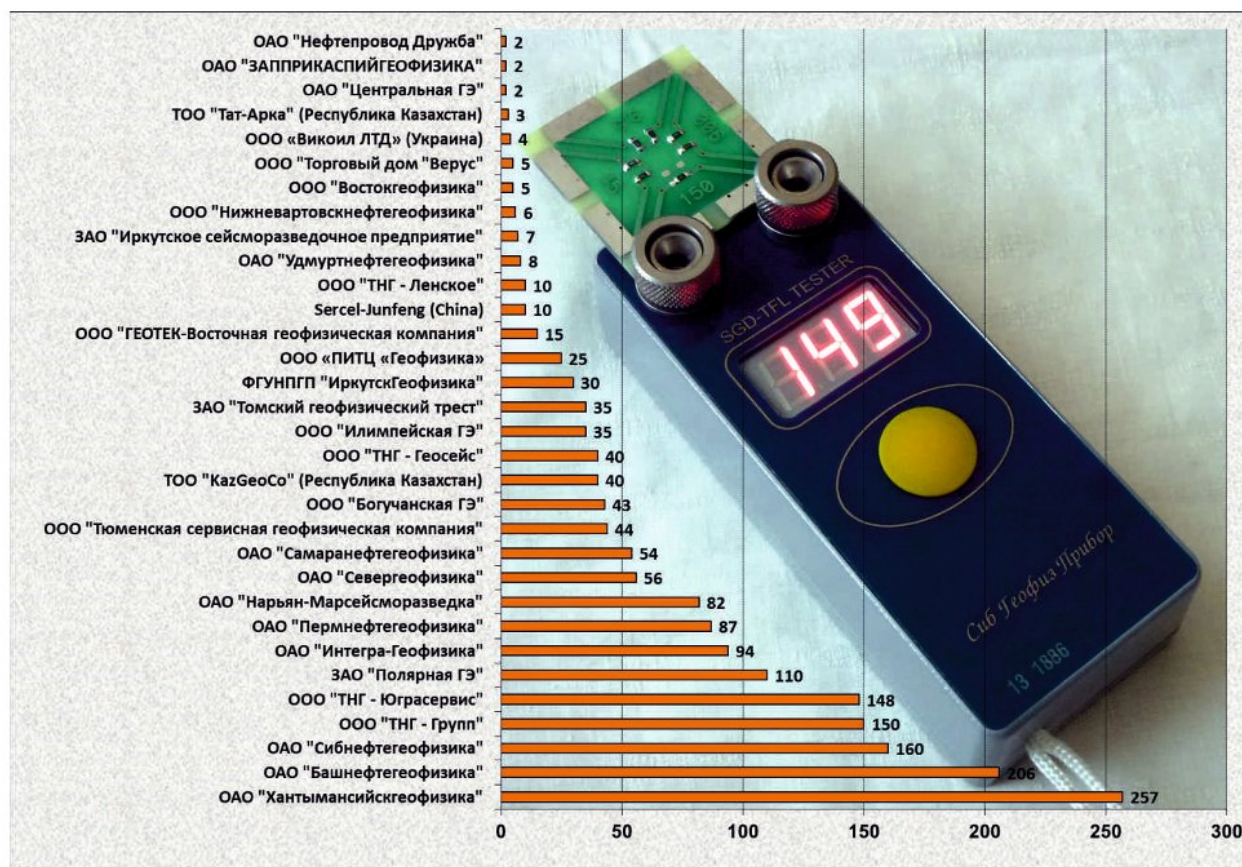
Тестер-индикатор SGD-TFL предназначен для проверки целостности и индикации значения сопротивления взрывной сети - проводов взрывной сети и сейсмических электродетонаторов, при подготовке к взрывным работам на земной поверхности.

Отличается от аналогичных по назначению приборов: взрывных омметров Р-353, Р-3043, ХН-2570 и взрывных испытатель-



телей ВИС-1, Ю-140 - расширенным диапазоном рабочих температур (минус 40 до +60С), прочным алюминиевым корпусом и активной светодиодной индикацией, которая позволяет работать при плохой освещенности.

За тринадцать лет было изготовлено и поставлено более 1775 приборов, которые применяются более чем в 40 производственных геофизических предприятиях России и зарубежных стран.



Заключение

Для получения более полной информации о выпускаемой нами продукции, смотри сайт www.sibgeodevice.ru.

Наш адрес: 630058, г. Новосибирск, ул. Сиреневая, 29/1, тел./факс +7 (383) 306 30 70, e-mail: sgd@sibgeodevice.ru.

Новая отечественная модель электрогидравлического вибрационного источника сейсмических сигналов СВ-30/150БМ «Русич»

- Асан-Джалалов О.А., Алелюхин Р.Н., Оменцов Ф.И., Насыбулин Е.Х., ЗАО "ГЕОСВИП", г. Москва
Панов Р.С., ОАО "Росгеология", г. Москва
Каспаров О.С., Хлебников П.А., Роснедра, г. Москва
Костюченко С.Л., Сулейманов А.К., ОАО "Росгеология"- ОАО "ВНИИГеофизика", г. Москва

В 2008 году ЗАО "Геосвип" изготовило и провело приемочные испытания опытного образца колесного электрогидравлического вибрационного источника сейсмических сигналов СВ-30/150Б "Русич". С тех пор было произведено 15 единиц техники этого типа, из которых 14 экземпляров переданы заказчикам и используются при производстве сейсморазведочных работ на нефть и газ.

Источник СВ-30/150Б является самым мощным из линейки выпускаемых ЗАО "Геосвип" отечественных колесных вибраторов. Его пиковое толкающее усилие составляет 300,6 кН (30,65 тс). Вибратор собран на шарнирно-сочлененном шасси типа "багги" и оснащается различными, по выбору заказчика, типами шин: узкими, обеспечивающими дорожный габарит до 2,5 м по ширине, а также специальными широкими шинами для эксплуатации в условиях бездорожья, заболоченности или песчаной местности. На вибраторах устанавливается как система "винтеризации", обеспечивающая работу в холодных климатических зонах при температурах окружаю-

щего воздуха до -40°C , так и система кондиционирования для работы в условиях жаркого климата.

Источники СВ-30/150Б работают в самых различных районах России: от Краснодарского края до Республики Саха (Якутия). При этом, они хорошо зарекомендовали себя как в условиях зимнего, так и летнего сезонов.

Современный геофизический рынок активно развивается и постоянно предъявляет к вибрационным источникам все более жесткие требования, в первую очередь, к качеству излучаемого сигнала, расширению его частотного диапазона, увеличению надежности вибратора, снижению затрат на его эксплуатацию и т.д. Все более высокие требования предъявляются к вибраторам с экологической точки зрения. В связи с этим, в 2013 г. ЗАО "Геосвип" провело модернизацию источника СВ-30/150Б.

Обновленная версия получила обозначение СВ-30/150БМ (рис. 1). Внесенные изменения в конструкцию вибратора и их содержание приводятся ниже.



◀ Рис. 1. Модернизированная отечественная модель электрогидравлического вибрационного источника сейсмических сигналов СВ-30/150БМ «Русич».

В последнее время наблюдается тенденция к использованию свип-сигналов, расширенных в область низких частот, что обеспечивает увеличение глубинности сейсморазведки при сохранении качества получаемых материалов во всем диапазоне исследований. К основной проблеме при расширении рабочего частотного диапазона вибратора относятся ограничения пикового усилия вибрационного источника в области низких частот. В начале частотного диапазона усилие ограничивается максимально возможным конструктивным перемещением реактивной массы. При фиксированной амплитуде перемещения массы усилие нарастает пропорционально квадрату частоты до достижения следующего ограничения:

$$F_{pm} = h_{max} \cdot M_{pm} \cdot 4 \cdot \pi^2 \cdot f^2$$

где F_{pm} - пиковое усилие, h_{max} - максимально возможная амплитуда перемещения реактивной массы, M_{pm} - масса реактивной массы, f - частота колебаний массы.

Для СВ-30/150Б выход на максимальное усилие происходит на частоте около 6 Гц. Конструктивное увеличение хода реактивной массы может увеличить эффективность работы вибратора на низких частотах, однако при этом его частотный диапазон сузится в области высоких частот. Увеличение хода требует увеличения объема полостей гидроцилиндра возбуждителя вибрации и, как следствие, приводит к снижению гидравлической жесткости. Возникает необходимость увеличения расхода жидкости на сжатие на высоких частотах. Кроме того, с частоты, близкой к 4 Гц, появляется ограничение усилия по максимальному расходу гидравлической жидкости насосной установки. При постоянной производительности насосной установки

усилие нарастает пропорционально частоте до достижения максимального уровня:

$$F_{pm} = \frac{Q_{ny} \cdot M_{pm} \cdot 2 \cdot \pi}{S_n} f$$

где Q_{ny} - максимальная производительность насосной установки, S_n - площадь плунжера возбуждителя вибрации.

Для СВ-30/150Б выход на максимальное усилие происходит на частоте около 13,5 Гц.

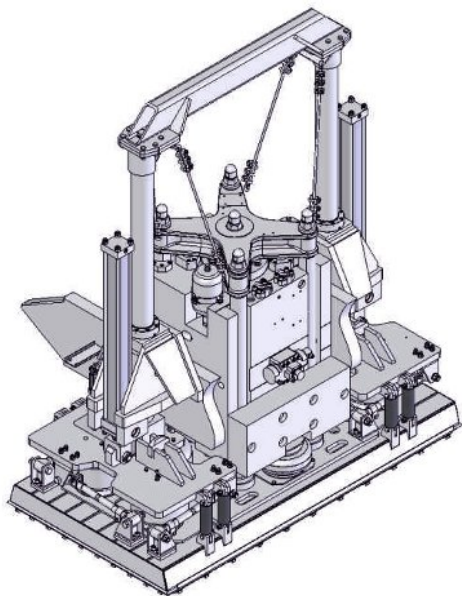
Наиболее эффективным средством расширения частотного диапазона вибратора в область низких частот является увеличение величины реактивной массы. На модернизированном источнике СВ-30/150БМ она увеличена по отношению к базовой модели на 890 кг и составила 4688 кг.

Для улучшения качества выходного сигнала вибратора на реактивной массе дополнительно установлены два пневмогидроаккумулятора (ПГА). Они размещены в каналах высокого и низкого давления, подводящих рабочую жидкость к сервоклапану, причем в непосредственной близости к нему. Оба ПГА выполнены с эластичной диафрагмой и имеют объем по 4 л. ПГА сглаживают пульсации в линиях высокого и низкого давления, а также в полостях гидроцилиндра возбуждителя вибрации. Это сглаживание значительно снижает нелинейные искажения сигнала толкающего усилия, особенно на низких частотах. Кроме того, ПГА высокого давления обеспечивает дополнительный расход гидравлической жидкости через сервоклапан в начале свипа, когда он особенно необходим. Описанные факторы снижают нижнюю границу частотного диапазона работы вибратора. За счет снижения пульсаций давления снижается нагрузка на рукава высокого и низкого давления, питающие сервоклапан. Как следствие,

значительно уменьшаются колебания этих рукавов во время свипа, особенно на низких частотах, что увеличивает срок их службы.

Ещё одним из внесенных конструктивных изменений возбuditеля вибрации является отсутствие нижней крестовины. Теперь её функцию выполняет усиленная опорная плита. Такое решение уменьшает высоту возбuditеля вибрации в целом и снижает его центр тяжести относительно опорной плиты. В результате снижается уровень паразитных поперечных колебаний возбuditеля вибрации, которые возникают при установке плиты на неровный грунт. Отсутствие нижней крестовины уменьшает количество стыков в конструкции крепления гидроцилиндра возбuditеля вибраций, что снижает вероятность их "раскрытия" при вибрации.

В целом, модернизированный возбuditель вибрации получился более технологичным и надежным. Новая конструкция возбuditеля вибрации источника СВ-30/150БМ показана на рис. 2. В таблице приведены сравнительные характеристики СВ-30/150БМ и СВ-30/150Б.



▲ Рис. 2. Возбuditель вибрации источника СВ-30/150БМ, принципиальная схема.

Повышение надежности вибрационных источников в значительной мере зависит от состояния комплектующих изделий. В предыдущих моделях ОАО «Геосвип» устанавливали раздаточные редукторы насосной установки и коробки передач транспортной базы собственной разработки, которые производились на заводах Санкт-Петербурга в ограниченном количестве. «Штучный» характер производства негативно отражался на поддержании высокого уровня надежности, являлся трудновыполнимым и дорогостоящим. При модернизации источника СВ-30/150Б подобраны и установлены серийно выпускаемые раздаточные редукторы АМ-365В фирмы HANSA-TMP и коробки передач C152.2 фирмы OMCI Transmission (Италия) (рис. 3). Они прошли полный цикл испытаний и показали высокую надежность при значительно более низком уровне шума и меньшем нагреве при работе.

В связи с ужесточением экологических требований к самоходным машинам возник вопрос о невозможности в дальнейшем использовать в качестве приводного двигателя насосной установки дизель ЯМЗ-7511, как не отвечающий новым международным стандартам. Этот достаточно надежный, ремонтнопригодный и экономичный двигатель по экологическим нормативам соответствует уровню Евро-2. На источнике СВ-30/150БМ установлен самый современный двигатель российского производства ЯМЗ-650.10 (см. рис. 3), который выпускается "Группой ГАЗ" по лицензии французской компании Renault Trucks. Этот рядный шестицилиндровый двигатель с непосредственным впрыском топлива и электронным блоком управления имеет мощность 412 л.с., что на 12 л.с. больше, чем у ЯМЗ-7511. Новый двигатель показал высокий уровень

Технические характеристики	СВ-30/150Б	СВ-30/150БМ
Полная масса, кг.	32060	32950
Максимальное толкающее усилие, kN	300,6	300,6
Усилие прижима, kN	297,2	306,1
Реактивная масса, кг.	3 798	4 688
Масса опорной плиты, кг.	1 936	1 890
Амплитуда перемещения массы, мм: по ходу гидроцилиндра по упорам	88 76	88 76
Давление, Мпа в напорной линии в сливе	21 1,4	21 1,4
Площадь опорной плиты, м ²	2,5	2,5
Насос	DENISON P 14P	DENISON P 14P
Двигатель	ЯМЗ-7511, 400 л.с. Евро-2	ЯМЗ-650.10, 412 л.с. Евро-3
Габариты	9,9 x 2,5 x 3,7 м	9,9 x 2,5 x 3,7 м
Температурный диапазон, °С	-40 ... +40	-40 ... +40
ПГА на реактивной массе	-	2 шт. по 4 л.



▲ Рис. 3. Серийно выпускаемый раздаточный редуктор АМ-365В фирмы HANSA-TMP (А), коробка передач С152.2 фирмы OMCI Transmission (Италия) (В) и двигатель ЯМЗ-650.10, (С) установленные на модернизированный виброисточник СВ-30/150БМ «Русич».

надежности при меньшем уровне производимого шума и обеспечивает большую стабильность работы при максимальной снимаемой мощности.

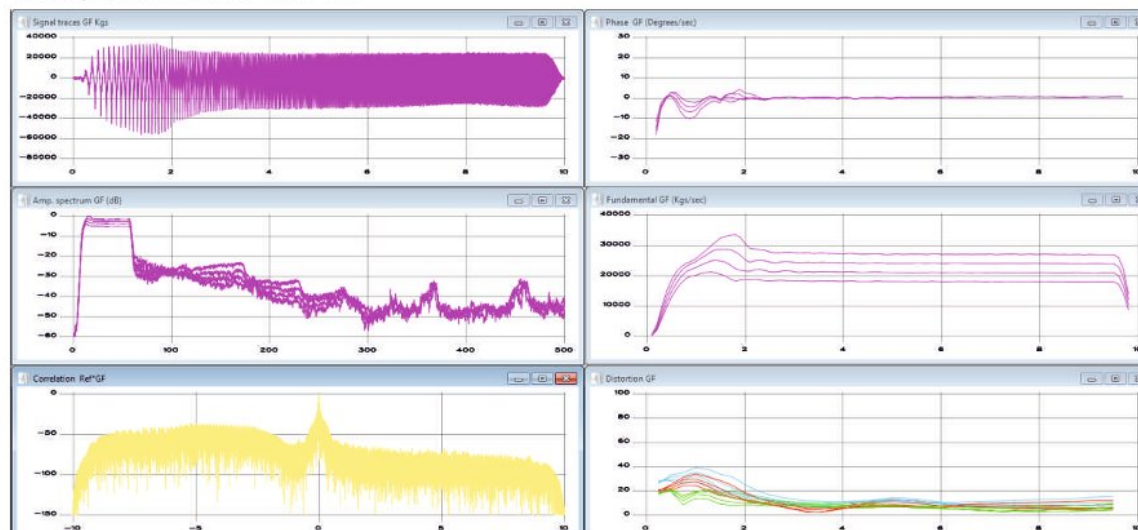
Новый двигатель соответствует стандарту Евро-3 с перспективой доведения до Евро-4. По желанию заказчика на вибратор СВ-30/150БМ может быть установлен любой из указанных двигателей.

Испытания опытного образца модернизированного вибрационного источника СВ-30/150БМ "Русич" были проведены в марте-апреле 2014 г. Для оценки влияния изменений, внесенных в конструк-

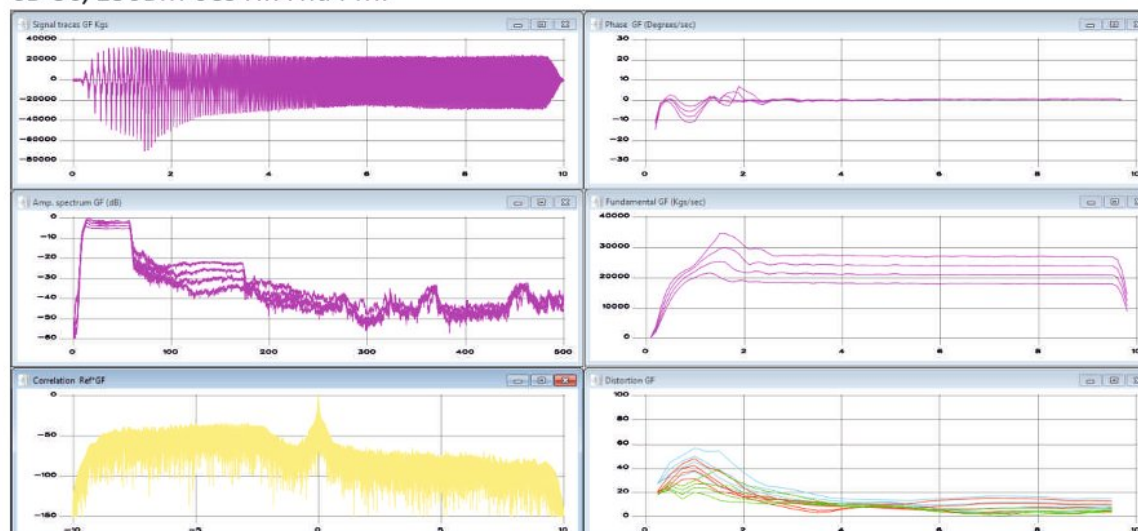
цию источника, испытания проводились как с подключенными дополнительными пневмогидроаккумуляторами, так и без них. Характеристики новой модели СВ-30/150БМ сравнивались с характеристиками базового виброисточника СВ-30/150Б (рис. 4). Характеристики СВ-30/150БМ приведены с дополнительными ПГА на реактивной массе (РМ) и без них. Диапазон свипа составил 6-60 Гц, длительность - 10 с., усилие (%) - 60, 70, 80, 90 от усилия прижима.

Полученные характеристики показывают, что внесенные конструктивные изменения расширили частотный диапа-

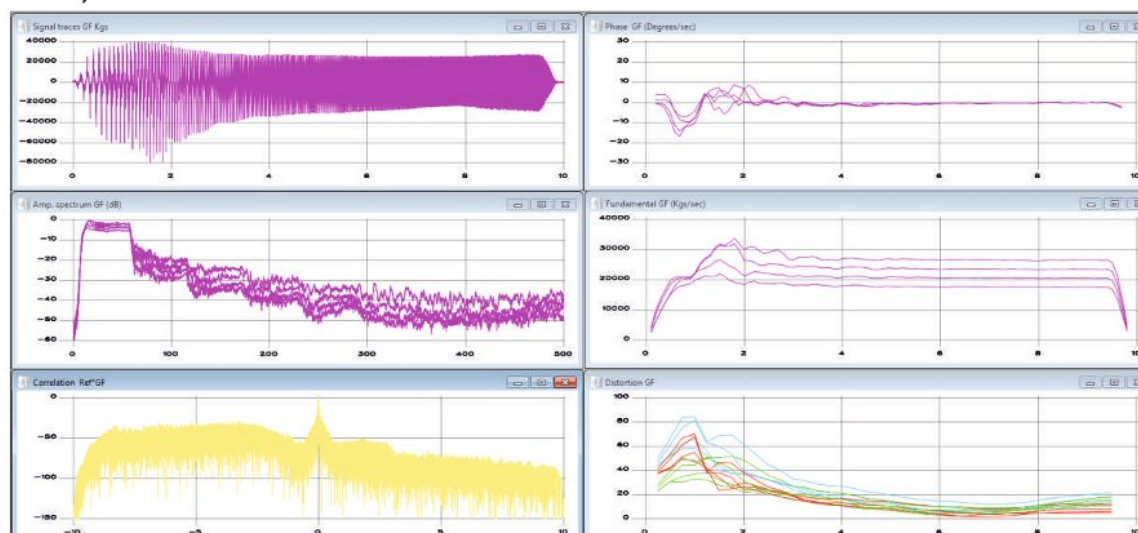
CB-30/150БМ с ПГА на РМ.



CB-30/150БМ без ПГА на РМ.



CB-30/150Б



▲ Рис. 4. Характеристики CB-30/150БМ с дополнительными ПГА на РМ и без ПГА в сравнении с характеристиками CB-30/150Б. Свип 6-60 Гц, длительность 10 с., усилие (%) - 60, 70, 80, 90 от усилия прижима.

зон вибратора в области низких частот. Графики амплитуды основной гармоники усилия на грунт и его нелинейные искажения в начале развертки 6-60 Гц, 10 с свидетельствуют, что при увеличенной реактивной массе без установки ПГА на РМ время нарастания усилия до номинального снижается на 0.15-0.2 с (рис. 5). Происходит это вследствие более быстрого выхода из ограничения по расходу насосной установки. При установке ПГА обеспечивается дополнительный расход гидравлического масла в начале свипа и уменьшение нелинейных искажений, что дает сокращение времени нарастания усилия еще на 0.1-0.5 мс. В итоге, по

сравнению с источником СВ-30/150Б наблюдается расширение частотного диапазона в область низких частот на 2.5 Гц. За счет сглаживания ускорения более массивной реактивной массой и сглаживания пульсаций давления в полостях гидроцилиндра дополнительными ПГА, пиковые значения нелинейных искажений снизились на 40%. Качество излучения на высоких частотах не ухудшилось и частотный диапазон в области высоких частот не сократился. Характеристики источника СВ-30/150БМ при свипе 5-250 Гц длительностью 10 с и усилием 90% от усилия прижима приведены на рис. 6.

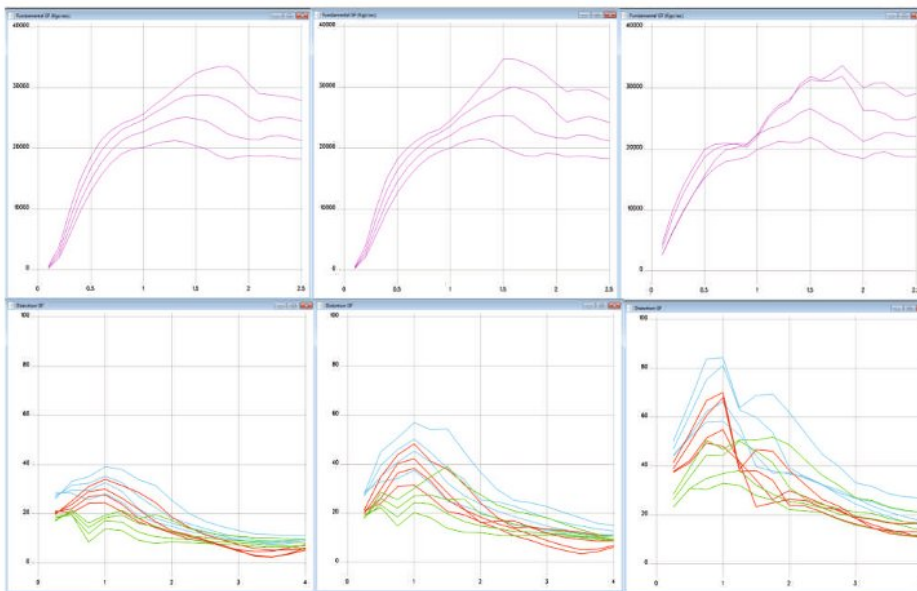
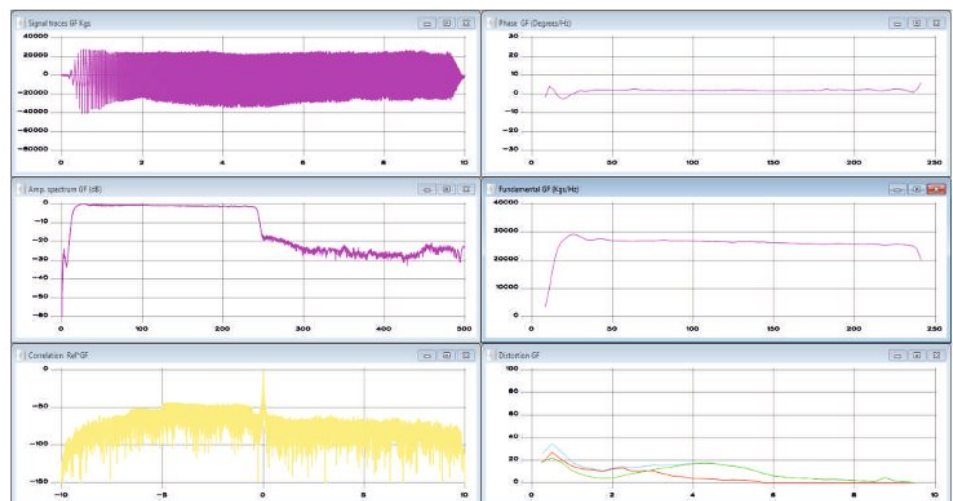
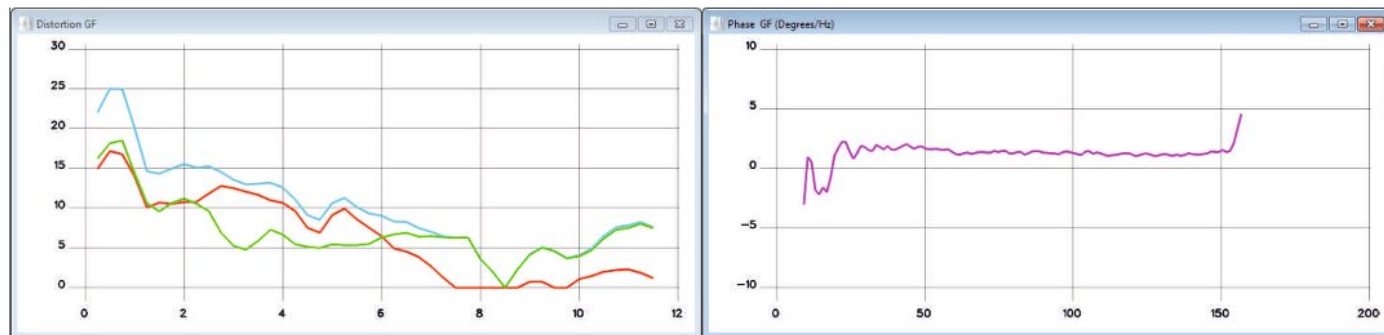


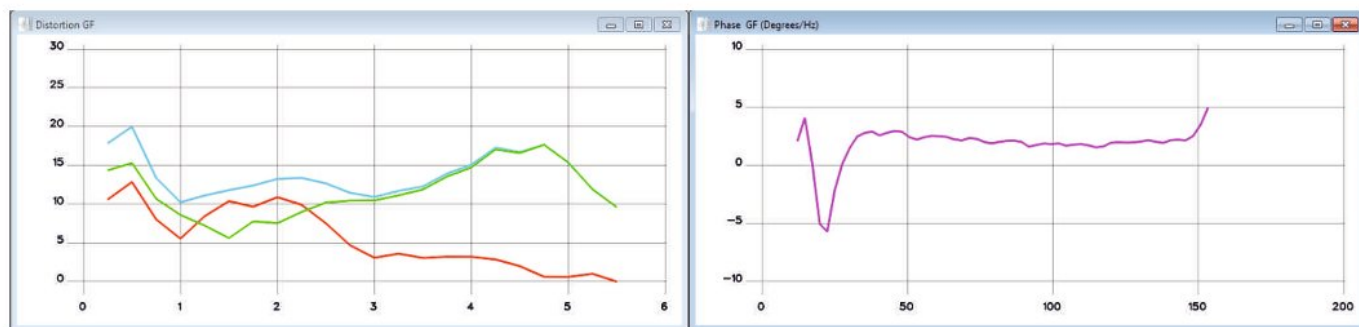
Рис. 5. Графики амплитуды основной гармоники усилия на грунт и его нелинейные искажения в начале развертки 6-60 Гц, 10 с для СВ-30/150БМ с дополнительными ПГА на РМ и без ПГА в сравнении с характеристиками СВ-30/150Б.

Рис. 6. Характеристики источника СВ-30/150БМ при свипе 5-250 Гц, 10 с и усилием 90% от усилия прижима.





ServoDoctor2 (Atlas Fluid Controls, США)



ServoDoctor (Pelton)

▲ Рис. 7. Характеристики испытаний устройства ServoDoctor2 (Atlas Fluid Controls, США) и ServoDoctor (Pelton) на грунте средней жесткости.

На СВ-30/150БМ впервые в России было испытано устройство ServoDoctor2, запатентованное компанией Atlas Fluid Controls (США), являющееся развитием ServoDoctor (Pelton). Это устройство представляет собой плиту с дросселями, устанавливаемую между управляющим и распределительным каскадами сервоклапана, а также специально доработанный золотник распределительного каскада. Служит оно для улучшения качества излучаемого сигнала и уменьшения его нелинейных искажений на жестких грунтах (например, скальные грунты, вечная мерзлота). Были испытаны оба устройства на грунте средней жесткости. Полученные графики нелинейных искажений и фазы усилия на грунт свидетельствуют в пользу версии ServoDoctor2 (рис. 7). Все типы вибраторов, в настоящее время выпускаемые ЗАО "Геосвип", а также отдельно прода-

ваемые сервоклапаны, могут комплектоваться устройством ServoDoctor2 по требованию заказчика.

Проведенные испытания в целом показали, что модернизированный отечественный электрогидравлический вибрационный источник сейсмических сигналов СВ-30/150БМ «Русич» соответствует международным требованиям и по своим конструктивным и производственным параметрам превосходит более ранние агрегаты. Его использование при сейсморазведочных работах МОВ-ОГТ на нефть и газ должно повысить эффективность полевых наблюдений, расширить диапазон и качество геологических результатов. Серийное производство источников СВ-30/150БМ может составлять 20 единиц техники в год.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема



32 Bit АЦП
T 0,25-4 мс



Энергонезависимая
Flash память до 32 Gb



Ethernet

Высокоскоростной порт
Ethernet



Встроенный Wi-Fi
модуль



Встроенный GPS
модуль



Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D

Любые проекты

*Контроль расстановки в реальном времени.
Повышенная производительность.
Низкие затраты на логистику и обслуживание.
Улучшенное качество полевого материала.
Работа в недоступных для кабельных систем местах.*



Сопровождение проектов
Сервис 24/7



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129, тел.: (8452) 53-45-06; 570-500, факс: (8452) 27-21-01

sales@skbsp.ru | www.skbsp.ru

RTSystem 2 - новое поколение сейсморегистрирующих систем

■ Кузьмичев В.Е., "Wireless Seismic, Inc.", г. Москва

За последние три десятилетия нефтегазовая промышленность совершила настоящий прорыв в эффективности геофизики, разведки и добычи. Достижения в области получения сейсмических данных позволяют сегодня собирать больше данных значительно быстрее и с большей надежностью, качеством и пониманием подземной геологической структуры.

Несмотря на неоднозначность мнений относительно будущего отрасли, неоспоримым остается тот факт, что глобальный спрос на энергию продолжит расти, и потребность в передовых технологиях будет отражать этот экспоненциальный рост. Дальнейшее совершенствование сейсмической технологии делает возможным более точный и надежный сбор данных, благодаря чему может быть достигнут уровень производства, который удовлетворит мировой спрос на энергоносители на десятилетия вперед.

Существующие проблемы в наземной сейсморазведке разнообразны и, зачастую, труднопреодолимы с использованием существующих технологий выполнения сейсморазведочных работ. Некоторые из этих проблем связаны непосредственно с выявлением целевого объекта - трудные подповерхностные условия, сложные структуры, еле заметные стратиграфические ловушки, трещиноватые коллекторы и необходимость поиска все более глубоко залегающих объектов. Другие проблемы являются чисто производственными и связаны с ужесточением общих требований к снижению затрат и потерь времени при проведении полевых работ, сокращению рабочих циклов и обеспечению безопасных, здоровых и экологических условий.

Все это требует от геофизиков использования последних достижений в области аппаратуры и методик.

В последнее время рядом компаний успешно разрабатываются и активно внедряются в производство бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы. Три важные технологические инновации обеспечили возможность создания современных бескабельных сейсморегистрирующих систем. Первая,

широкополосная радиотехника (например, WiFi) на более высоких и нелицензируемых несущих частотах (например, 868 МГц, 2,4 ГГц, 5 ГГц) и широкие диапазоны рабочих частот, позволяющие создавать современные беспроводные системы, поддерживающие гибкую архитектуру (компоновку). Вторая, внедрение в производство компактных блоков батарейного питания и накопительных устройств (до 2 Тб), значительно снизивших общий вес полевых модулей БТСС. Третья, возможность использования маломощных, миниатюрных и высокочувствительных чипов (интегральных схем) GPS, обеспечивших возможность использования сигналов GPS для синхронизации работы системы возбуждения сейсмических колебаний и всех бескабельных систем.

Первыми действительно успешными бескабельными системами стали так называемые «автономные узлы» - модули, к которым подключаются сейсмоприемники (или группы сейсмоприемников), собирают данные и хранят их во встроенной памяти. Большинство таких систем получают время и локацию при помощи GPS. Автономные узлы получили быстрое распространение на рынке благодаря тому, что их легко развернуть в полевых условиях.

Однако в идеале подрядчики и нефтяные компании хотели бы получать информацию в режиме реального времени, так же как это происходит при использовании кабельных систем, но без необходимости иметь дело с эксплуатационными расходами, связанными с кабелями, и их негативным влиянием на безопасные и здоровые условия труда, а также экологию района проведения работ..

Передача данных по радиоканалу – сложная задача. Разрешенный метровый УКВ диапазон, который использовался в ранних системах, не обеспечивает передачу информации, поступающей с тысяч сейсмических каналов, со скоростью, достаточной для того, чтобы не сдерживать работу сейсмической партии. Кроме того, чтобы соответствовать минимальным требованиям логистики, для работы в данном диапазоне необходимо использование слишком мощных батарей. С другой стороны, дорогие и маломощные 2,4 ГГц радиочипы не обеспечивают возможность бесперебойной передачи данных при наличии препятствий (лес, гористая местность и т.д.).

Тем не менее, компании Wireless Seismic Inc. удалось разработать систему RTSystem 2, доставляющую данные в сейсмостанцию в режиме реального времени. При использовании данной системы производится оперативный контроль уровня шумов и качества данных в течение всей сейсмосьемки.

RTSystem 2 - система для работы в реальных условиях в реальном времени

RTSystem 2 является системой регистрации сейсмических данных, разработанной и изготовленной для непосредственной замены традиционных кабельных систем, широко используемых для изучения нефтегазоперспективных территорий, а также разведки других ресурсов.

RTSystem 2 включает в себя стандартные элементы наземной сейсморазведочной системы: дистанционно расположенные модули высокоточной регистрации данных; инфраструктуру для передачи сейсмических данных с распределенных модулей (посредством беспроводной телеметрии вместо кабелей); и централизованную компьютерную систему обработки данных, осуществляющую функции отображения, хранения и управления данными.

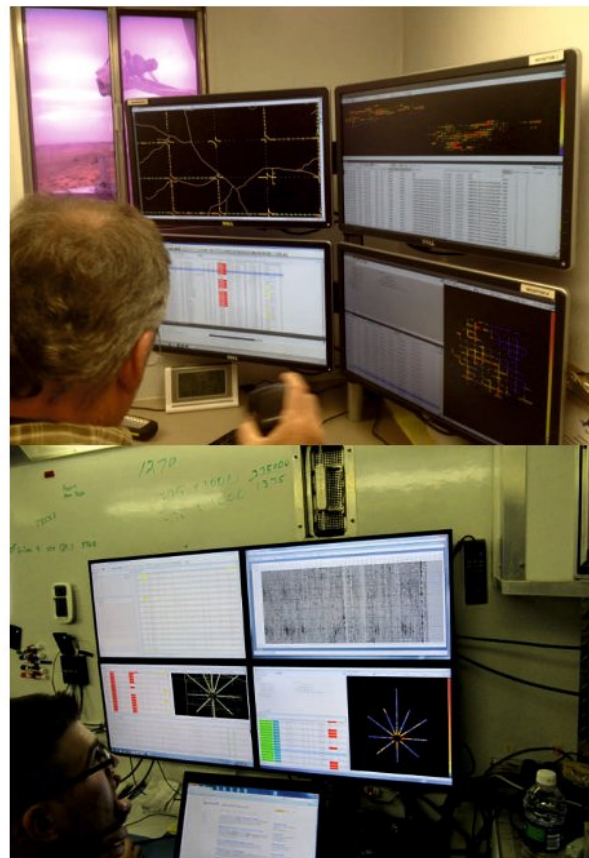
Основным модулем регистрации данных является бескабельной полевой модуль (WRU). Это небольшой модуль, содержащий аналого-цифровой преобразователь, схемы цифрового управления и приемопередатчик, работающий в диапазоне 2,4 ГГц. Каждый WRU питается от одной или двух литий-ионных аккумуляторных батарей. Система оцифровывает сигналы, поступающие с внешних аналоговых геофонов. Функция телеметрии реализуется посредством двухэтапной системы связи: вдоль линии между WRU, а затем поперек линий посредством высокоскоростной трансляционной сети. WRU передают сейсмические данные через друг друга по линии (профилю). Каждый WRU получает данные от соседнего WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, а затем отправляет оба набора данных в восходящем направлении к следующему WRU. Так как расстояние между WRU равно обычному расстоянию между группами сейсмоприемников при сейсморазведочных работах, они расположены недалеко друг от друга. Благодаря тому, что приемопередатчики потребляют минимальную мощность, система может работать долгое время при небольшой емкости батарей.

После того как данные попадают в трансляционную сеть, их собирает межлинейный полевой модуль (LIU). LIU

выполняет функции интерфейса между сетью WRU и трансляционным оборудованием. В LIU имеется несколько Ethernet-портов, к которым можно напрямую подключить либо компьютер, либо, что делается чаще, армированный оптоволоконный кабель или трансляционный радиопередатчик. Трансляционные радиопередатчики работают в диапазоне 5,8 ГГц. Вторую группу WRU можно развернуть по другую сторону от LIU, симметрично или асимметрично вокруг него.

Далее в нисходящем (с уменьшением нумерации линий) направлении по трансляционной линии расположен еще один LIU со своими двумя линиями WRU и подобная расстановка продолжается до получения ряда параллельных соединений вдоль линии и трансляционных соединений поперек линий. Трансляционная сеть также выполняет функции системы связи, передавая информацию между точками трансляции. Если необходимо, оптоволоконный кабель можно заменить радиолинией трансляционной сети. В любом случае схема размещений напоминает стандартную конфигурацию кабельной сейсморазведочной системы.

В определенной точке трансляционной инфраструктуры данные прибывают в центральную систему регистрации. Центральная система смонтирована в стойке с двумя компьютерами, настроенными по типу «клиент–сервер» (рис. 1). Обычно система устанавливается в передвижной регистрирующей станции со всем дополнительным оборудованием, необходимым для проведения сейсморазведочных работ: приемопередатчиками, системой управления сейсмоисточника, дисплеями, ИБП, системами хранения данных и т. д. Внутри передвижная центральная система регистрации бескабельной сейсморегирующей системы выглядит и работает почти так же, как пере-



▲ Рис. 1. Центральная система регистрации

движная центральная система регистрации кабельной системы.

Так как RTSystem 2 работает и регистрирует данные в режиме реального времени, оператор может контролировать характеристики расстановки и быстро проверять статус системы. Для выявления шумов расстановки можно использовать воздушный прибор контроля расстановки.

RTSystem 2 может выполнять синхронное и асинхронное накопление и корреляцию, поэтому ее можно использовать с различными типами источников - взрывами, падающими грузами, импульсными источниками и сейсмическими виброисточниками.

Бескабельный полевой модуль (WRU)

WRU является важнейшей частью RT System 2. В водонепроницаемом алюми-



▲ Рис. 2. На внешней части корпуса WRU расположены: антенна повышенной прочности диапазона 2,4 ГГц; стандартный разъем геофона; антенна GPS; статусные индикаторы и две аккумуляторные батареи (по одной с каждой стороны)

ниевом корпусе находятся аналого-цифровой преобразователь, приемопередатчик, модуль GPS, тестовые схемы, блоки питания и, конечно же, микропроцессоры (рис. 2).

Аналого-цифровой преобразователь представляет собой 24-разрядный преобразователь новейшей конструкции — микросхему, широко применяемую практически всеми производителями сейсморазведочных систем. В совокупности с высококачественными схемотехническими платами модуль обладает выдающейся линейностью характеристик и динамическим диапазоном.

Схема комплексной самодиагностики объединена с электронными компонентами системы регистрации данных. WRU может проверять доступную емкость батареи, местонахождение по GPS, инструментальные шумы, гармонические искажения, точность усиления, шумы расстановки, утечки, сопротивление и импеданс геофонов.

Гармонические искажения особенно трудно протестировать при помощи полевого прибора, так как измерительный генератор должен создавать достаточно низкие искажения, чтобы срав-

няться с показателями преобразователя или превзойти их. В RTSystem 2 установлена инновационная схема, которая удовлетворяет этому требованию, поэтому показатели в этой области гарантированы.

WRU выполняет две основные функции: оцифровка аналоговых сигналов геофонов и передача данных в восходящем направлении по линии к LIU. Каждый WRU получает сейсмические данные от WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, добавляет собственные данные и передает сводные данные в восходящем направлении. Перемещение данных подобным образом требует от WRU переключения между режимами приема и передачи.

В каждом WRU установлена одна или две литий-ионные аккумуляторные батареи. При двухбатарейной конфигурации система интеллектуального управления питанием первоначально выбирает для питания батарею с меньшим уровнем заряда. Когда данная батарея разрядится, система переключается на батарею с более высоким уровнем заряда. Разряженные батареи можно заменить в полевых условиях, но во многих полевых работах заряда батарей хватает до момента свертывания сети WRU. За состоянием батарей непрерывно следит централизованная система управления. В полевых условиях специалисты отряда определяют, какие батареи требуют замены, по показаниям светодиодных индикаторов.

Подсистема GPS определяет примерное местоположение WRU и эту информацию впоследствии может использовать центральная система управления для привязки данных с этого WRU к его координатам, устраняя необходимость в контрольном устройстве переносного типа. Оператор центральной системы



▲ Рис. 3. Конструкция WRU предусматривает быстрое развертывание не имеющими специальными навыками работниками без применения портативных устройств

управления может просмотреть расположение других WRU, что является полезной возможностью при наладке линий, если WRU не был помещен возле пикета.

WRU являются компактными и прочными регистрирующими модулями, предназначенными для быстрого развертывания работниками, не обладающими специальными навыками, без использования портативных компьютеров (рис. 3).

Группа индикаторов состояния на WRU позволяет контролировать процесс развертывания. Если в геофоне, GPS, радиоприемнике или батарее произойдет сбой, загорится красный индикатор. Индикаторы А и В показывают, какая батарея используется. Каждый индикатор мигает во время проверки для предоставления визуальной обратной связи. В целом, постоянно горящий красный индикатор указывает на проблему, и комбинацию горящих светодиодов можно использовать для получения информации с целью наладки линий.

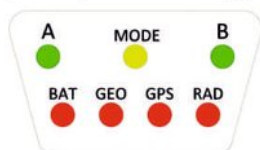
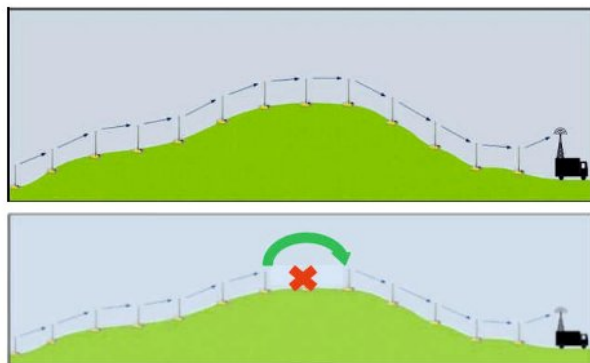


Схема радиосвязи/модема передает данные в диапазоне 2,4 ГГц, в который входят частоты от 2,400 до 2,4835 ГГц. В США и других странах действуют нормативы, регулирующие использование этих каналов. В частности, RTSystem 2 использует технологию, которая называется «расширение спектра скачкообразной сменой частоты» (FHSS) и заключается в том, что передатчики переключаются между каналами в псевдослучайной последовательности, чтобы один канал не оказался занят в течение продолжительного времени, освобождая частотный диапазон для других WRU, находящихся поблизости. За редким исключением, RTSystem 2 можно использовать по всему миру без лицензии. Система RTSystem 2 полностью сертифицирована Федеральным агентством по связи США (FCC) и соответствует требованиям CE. В России система также получила все соответствующие сертификаты.

Приемопередатчики 2,4 ГГц работают при различных уровнях мощности, которые автоматически корректируются во время включения телеметрии. Указывается заданная мощность принимаемого сигнала и WRU подстраивает свою мощность передачи для поддержания данного уровня. При необходимости WRU можно разместить на возвышениях или более высоких точках пересеченной местности. В линии также можно разместить дополнительный WRU в качестве радиоретранслятора (репитора) с целью нейтрализации помех, вызванных крупным препятствием.

Дальность передачи на минимальной мощности между WRU по стандартам радиосвязи не очень большая. От них требуется передавать данные через группу, что обычно составляет от 25 до 75 метров. Но при необходимости передача данных может осуществляться на гораздо большие расстояния. На рис. 4 показан поток передаваемых данных. В

случае возникновения проблем приемопередатчики могут пропускать один модуль. Автоматический пропуск позволяет оператору отключить точку, где произошел сбой, и восстановить линию, «перепрыгнув» через проблемный узел. Пропущенный модуль может быть снова включен после устранения проблемы.



▲ Рис. 4. Поток передаваемых данных

Сигналы также передаются в противоположном направлении, от центрального компьютера к WRU, с целью обеспечения точности дискретизации и передачи команд, таких как - шаг дискретизации и инструкции по проведению испытаний. Следует помнить, что в любой момент времени половина WRU передают данные, а половина принимают. Данная система позволяет избежать проблем с ограниченным количеством каналов и полосой частот, с которыми сталкивались предыдущие модели бескабельных сейсморазведочных систем, так как приемопередатчики работают на небольших расстояниях и все находящиеся поблизости модули используют другие частоты. Эта патентованная методика максимально увеличивает доступную пропускную способность полосы частот. Вторая линия WRU обычно работает на противоположной стороне от LIU. Эта линия использует обратную часть цикла приема-передачи, поэтому LIU большую часть времени находится в цикле получения данных.

RTSystem 2 работает в двух режимах регистрации:

- 1) непрерывная регистрация и
- 2) данные по запросу (DoD)

с функцией защиты данных DataSafe для наиболее распространенного режима регистрации сейсмических данных.

В режиме непрерывной регистрации сейсмические данные передаются по линии в восходящем направлении в реальном времени. Доступная полоса частот режима реального времени позволяет всей линии насчитывать приблизительно 400 WRU при шаге дискретизации 2 мс (200 на каждой стороне от LIU).

В режиме DoD сейсмические данные временно накапливаются в WRU, пока не будут запрошены централизованной системой регистрации. Так как регистрация и сбор данных осуществляются по отдельности, регистрация может продолжаться долгое время без ожидания сбора данных. Данная функция называется Rapid Fire. Данные остаются в сейсмическом буфере до момента сбора или свертывания модуля. Даже в случае разрыва линии данные сохраняются и будут автоматически собраны после устранения проблемы.

WRU поддерживает суммирование, метод, который можно применять для повышения скорости сбора данных в линии в режиме реального времени, например, в случае виброисточника.

Применение технологии Компании Wireless Seismic при мониторинге гидроразрыва пласта

При сборе и регистрации сейсморазведочных данных в процессе мониторинга процесса гидроразрыва пласта (ГРП), как правило, используются те же системы регистрации данных, что и для записи стандартных сейсмограмм. Однако требования к организации и осуществле-

нию проектов ГРП, значительно отличаются от требований к традиционным проектам сейсморазведки. Это связано с тем, что проекты ГРП часто кратковременны, ограничены графиком обработки и насосными работами. Для сбора и регистрации данных в процессе выполнения работ ГРП, простота развертывания и возвращения системы имеет первостепенное значение для обеспечения эффективности и гибкости операций. Системы сбора и регистрации данных должны приспосабливаться к изменениям на объекте и не требовать слишком много внимания в течение всего периода времени разработки скважины.

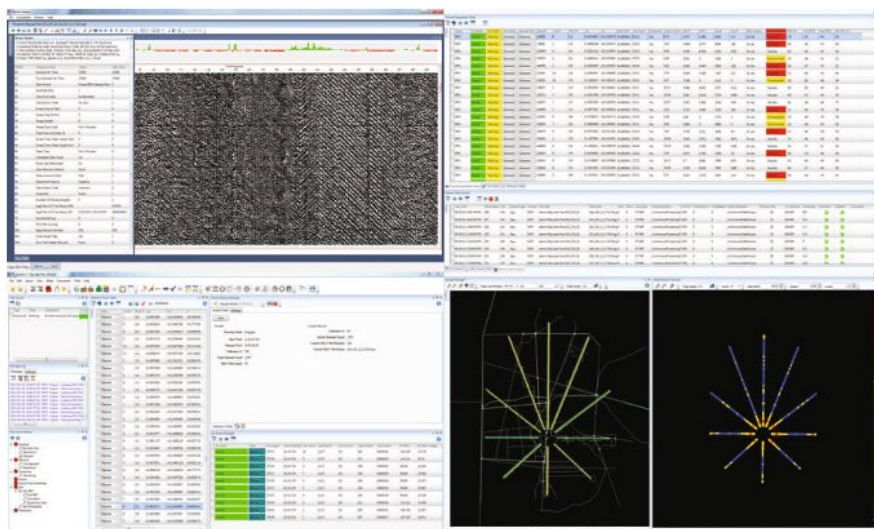
Результаты, как неотъемлемая часть операций по ГРП, должны быть получены максимально быстро в ходе каждого гидроразрыва или после каждого гидроразрыва. При использовании существующих бескабельных систем, которые требуют запоминания и последующего съема данных, получение предварительных результатов может занимать около месяца и более. Кабельные системы не имеют таких ограничений, так как способны передавать потоки информации в режиме реального времени и, таким образом, предварительные результаты доставляются во время работ ГРП или вскоре после них. Тем не менее, логистика кабельной системы иногда может

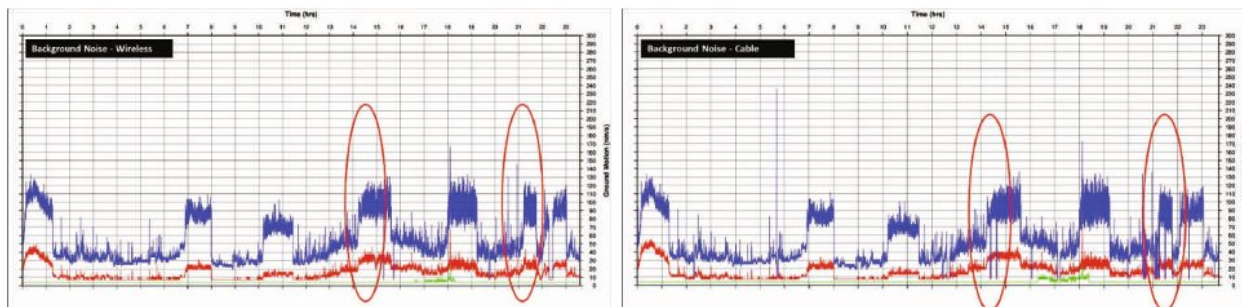
оказаться непростой задачей, требуя прокладки кабеля в местах с ограниченным доступом, сложным естественным рельефом, включающим такие объекты, как встречающиеся на пути реки, дороги и ограды. Поскольку ГРП часто требует обработки и анализа зарегистрированных пассивных микросейсмических данных в режиме реального времени, система регистрации данных должна обеспечивать сплошной непрерывный поток данных в центральную систему регистрации от каждого полевого модуля. Тогда эти данные могут быть обработаны в режиме реального времени, позволяя инженерам увидеть результаты на месте, во время проведения работ. Таким образом, для них будет обеспечена практическая информация, на основании которой они могут анализировать и оценивать эффективность каждого этапа ГРП, действовать согласно полученным результатам, принимая решения по мере продвижения работы. Это дает возможность обеспечить планирование последующих стадий работ ГРП и разработки скважин.

Сбор данных

Точные, пригодные для использования микросейсмические данные, зарегистрированные в ходе операций ГРП, имеют решающее значение для успешного текущего контроля гидроразрыва, обес-

► Рис. 5. Снимок экрана, показывающий статус каждого регистрирующего канала, микросейсмические события и мониторинг шумов в режиме реального времени





▲ Рис.6. Фоновые шумы изображены для идентичных 24 часовых периодов параллельной работы бескабельной (сверху) и кабельной (внизу) систем для сравнительного анализа. Результаты показывают одинаковую реакцию на шумы окружающей среды на 15-м (зеленым цветом), 50-м (красным цветом) и 84-м (синим цветом) процентилях. Соответствующие временные разрезы показаны в месте, где кабельный участок показал прерывание сигнала.

печивая результаты, включающие в себя понимание высоты разлома, половинной длины и горизонтального направления на каждой стадии гидроразрыва. Учитывая моментальность операции, здесь, в отличие от традиционной сейсморазведки, нет возможности провести разведку (взрыв) повторно по каким-либо причинам. Таким образом, система сбора и регистрации данных, используемая для микросейсмического наземного мониторинга ГРП, должна быть надежной, обеспечивать развертывание в самых разных условиях и быть способной обеспечивать потоковую передачу данных непрерывно в ходе гидроразрывной операции.

Бескабельная система сбора и регистрации данных RTSystem 2, способна осуществлять потоковую передачу данных 24 часа в сутки и уже прошла тестирование на многих проектах ГРП. Уникальное исполнение бескабельной системы сбора и регистрации данных гарантирует целостность оборудования, развертываемого при любых обстоятельствах. Система способна, одновременно с непрерывной регистрацией данных, производить проверку работоспособности оборудования, используемого для сбора и регистрации данных, обеспечивая максимальное количество данных, собранных без проблем. Система способна выполнять диагностические проверки на разверну-

том полевом оборудовании, проверяя данные по мере их получения, сводя, в отличие от кабельных систем, к минимуму действия по поиску и устранению неисправностей.

На одном из начальных этапов полевых испытаний бескабельного сейсморазведочного оборудования, для сравнительной оценки точности получаемых данных бескабельная система была установлена рядом с кабельной. Фоновые шумы были зарегистрированы обеими системами. 15-й, 50-й и 84-й процентиля фоновых шумов были отмечены на 24 часовой оси (Рис. 6). Перебои в записи легко определить в месте, где кривая 85-го процентиля падает до нуля. Графическое отображение результатов, полученных при помощи бескабельной и кабельной систем, не только показало одинаковую реакцию на шумы, но и продемонстрировало тот факт, что бескабельная система менее подвержена сбоям при передаче сигнала, по сравнению с кабельной системой (показано на рис. 6), сбои передачи данных в которой зачастую связаны с разрывом кабеля (из-за диких животных, домашнего скота, автомобилей и тд.).

Бескабельная система сбора и регистрации данных RTSystem 2 предлагает значительные преимущества по сравнению с другими бескабельными система-

ми, поскольку они, как правило, обеспечивают возможность обработки и анализа данных лишь после регистрации и съема данных, что исключает возможность оперативного контроля в режиме реального времени.

При наземной расстановке сейсμοприемников возможность обхода помех и препятствий, находящихся на поверхности, является огромным преимуществом. Такие препятствия, как, например, реки, озера, дороги, железнодорожные линии и др., могут значительно осложнить проектирование оптимальной расстановки сейсμοприемников и регистрацию данных. Ограничение доступа можно уменьшить или даже избежать, «перепрыгнув» через эти препятствия. На рисунке 7 выделено несколько недоступных зон (желтым цветом), связанных с наличием реки. Благодаря использованию бескабельного оборудования, труднодоступные зоны не повлияют на конфигурацию и компоновочную схему системы.

Поток данных и его обработка

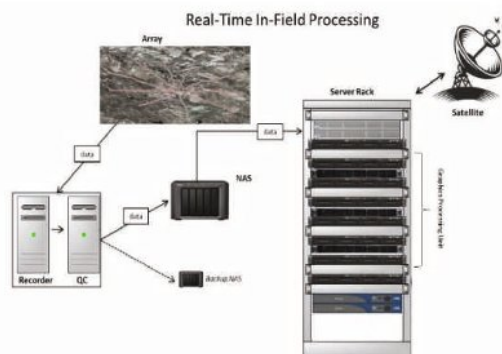
На рисунке 8 показан поток данных, проходящий через систему в режиме реального времени. Массивы данных от каждой сейсморазведочной станции



▲ Рис. 7. Карта расстановки сейсμοприемников в виде звезды с использованием бескабельного оборудования. Желтым цветом выделены препятствия, которые бы повлияли на оптимальную компоновочную схему при использовании кабельной системы.

мониторинга отправляются на записывающее устройство, их качество проверяется, и данные сохраняются на сетевом устройстве хранения данных (NAS-устройство). Из него данные постоянно передаются на графический процессор (GPU-устройство). Предварительная обработка таких данных, включающая в себя объединение геометрических данных, полосовую фильтрацию и применение алгоритмов уменьшения шумов, выполняется перед визуализацией данных.

Обработка в режиме реального времени на объекте



▲ Рис. 8. Пример прохождения потока данных через систему регистрации данных в режиме реального времени.

Местоположение и временные характеристики обнаруженных микросейсмических явлений становятся доступными для представителей заказчика (часто работающих удаленно), наблюдающих процесс и анализирующих итоговый набор событий.

Результаты передаются через спутник спустя лишь несколько минут после регистрации.

Результат отображается с помощью любого средства визуализации, способного отображать местонахождение микросейсмических событий. Изображения могут транслироваться любой заинтересованной стороне в режиме реального времени через сеть Интернет при помощи видеоконференц-связи на

основе Web-технологий. Изображения могут также ретранслироваться обратно в передвижную геофизическую лабораторию, ГРП фургон или даже на смартфон, планшет или на КПК. Весь процесс занимает, в целом, от 5 до 10 минут сразу после произошедшего события.

Ключевым для возможности изображения микросейсмического события в режиме реального времени является алгоритм визуализации (Томтон, М. П., Айзнер, Л., 2003 г.), использующий подходящие по условиям кривые сейсморазведочных данных с таблицей времени распространения сигнала, построенной по должным образом откалиброванной скоростной модели. Данная скоростная модель может также компенсировать анизотропию, наблюдаемую в локальной геологии (Айзнер, и др., 2011 г.). В методике используется регулирование направленности при приеме сигнала для регистрации и суммирования введенных сейсморазведочных данных. Она позволяет определять эпицентр микросейсмических событий с высокой точностью.

Примеры использования данных в режиме реального времени

Интерес к микросейсмическому мониторингу ГРП в режиме реального времени растет, поскольку контроль в режиме реального времени позволяет вносить поправки в операции ГРП в соответствии с ответной реакцией месторождения на воздействия. Тем не менее, ГРП не является единственной областью применения мониторинга в режиме реального времени. Примеры применения программы также включают в себя:

Определение общей продуктивности работ ГРП

Мониторинг в режиме реального времени позволяет определить эффективность воздействия на каждом этапе и показать, что интенсификация скважины достигла проектных целей раньше, чем это предусматривалось планом-прогно-

зом обработки, экономя, таким образом, ресурсы.

Изменение параметров ГРП

Параметры операции по гидроразрыву пласта могут меняться от стадии к стадии. Соответствующие изменения в микросейсмической реакции могут быть использованы для определения оптимальной расстановки стадий и комплекта перфораторов, а также для определения оптимального количества жидкости, темпов и т.д. Контроль в режиме реального времени обеспечивает предварительные микросейсмические результаты, когда партия еще находится на объекте, позволяя вносить необходимые изменения в программу. Это помогает значительно сократить общий цикл проекта.

Гарантия того, что активность остается внутри зоны

Например, в нефтегазовой провинции г. Форт-Уорт на юге США, мониторинг в режиме реального времени может быть использован для обнаружения прорыва сланцевого газа месторождения Барнетт Шейл в лежащую под ним смесь карбонатных пород Виола или Элленберг.

Выявление опасных геологических процессов

В ходе гидроразрывных операций могут возникать небольшие тектонические нарушения. В случае возникновения тектонических нарушений, интенсификацию скважины можно перенаправить на иные интересующие залежи. Соответственно, отбор продукта в небольших объемах может производиться через соответствующие интервалы времени, если это возможно.

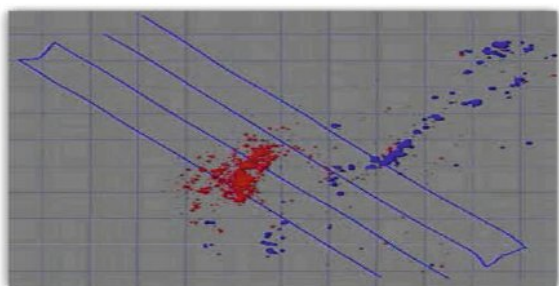
Составление карт спровоцированной сейсмичности.

Мониторинг в режиме реального времени может быть использован для выявления микро-сейсмичности, вырастающей в более масштабные сейсмические явления (интенсивностью более 0.0

баллов). Определение предшествующей сейсмичности и микросейсмичности может позволить оператору изменить параметры ГРП (например, давление, расход жидкости) или остановить работы полностью во избежание активации более серьезных явлений.

Пример проекта ГРП

На рисунке 9 показаны частичные результаты проекта ГРП на группе площадок кустовых скважин (Крац и др., 2012 г.). Данные ГРП в данном случае были собраны с помощью наземной расстановки сейсмостанции. Заказчик не запрашивал обработку в режиме реального времени.



▲ Рис. 9. Результаты микросейсмического контроля в режиме реального времени. Отслеживание состояния, выделенного голубым цветом, могло бы быть полезным при наличии регистрации данных в режиме реального времени.

Анализ данного участка скважины показывает микросейсмические события продольного направления (выделены голубым цветом) на значительном расстоянии от разрабатываемой скважины. Эти результаты свидетельствуют о том, что раствор, предназначенный для обработки пласта, проник в трещину в месторождении, имеющей естественное происхождение. Контроль и отслеживание процесса в режиме реального времени помогли бы обнаружить эти события, имевшие место на значительном расстоянии от разрабатываемой скважины, непосредственно во время закачивания раствора, предоставив оператору возможность изменить план работ.

В следующем номере журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» будут представлены материалы по использованию системы RTSystem 2 в сейсморазведочных работах 3Д на Ямале. В России эти работы были выполнены впервые, а вот в мире эта передовая технология используется уже давно и успешно, в том числе на проектах Газпром Нефти в Курдистане, где и был установлен первый рекорд по передаче данных в режиме реального времени.

Из пресс-релиза «Газпром Нефти», октябрь 2013:

«На блоке Shakal в Ираке, оператором по изучению которого является «Газпром Нефть», проведена операция, установившая новый мировой рекорд в области сейсморазведки. Во время осуществления сейсморазведочных работ информация передавалась на регистрацию с более чем 6,2 тыс. датчиков при помощи беспроводной записывающей системы RT System 2. По данным компании Wireless Seismic, Inc, производителя используемого сейсморазведочного оборудования, одновременная трансляция данных с такого количества датчиков в режиме реального времени и при помощи беспроводной системы осуществлялась впервые в мире. По результатам предварительной обработки полученной информации, зарегистрированные сейсмограммы по качеству не уступают аналогам, полученным с использованием широко распространенных кабельных телеметрических систем».

Литература:

1. Deploying Wireless Seismic Recording systems for Real Time Monitoring and Analysis of Hydraulic Fracturing Projects; D.B. Crice & M.Lambert, R.Evans & P.Morton

Подробнее об авторе



Кузьмичев
Владислав Евгеньевич

Директор по развитию
бизнеса в России и СНГ
Wireless Seismic, Inc.

Geometric Freedom™

начинается здесь.

Это новый способ мышления, который открывает целый новый мир возможностей.

Вдруг стало возможным свободно проектировать сейсмосъемку Вашей мечты. Где угодно, когда угодно и как угодно.

Забудьте об ограничениях, связанных с фиксированными интервалами. Избавьтесь от мысли, что препятствие является препятствием. Эти бескабельные модули можно располагать в любом месте, где Вам нужно - на суше, в транзитных зонах, на мелководье или глубоководных участках - так что Вы можете оптимизировать распределение удалений и азимутов разреза, а также пространственную дискретизацию наиболее экономически выгодным способом.

Решайте свои самые сложные проблемы, не жертвуя ничем. Получайте более точные данные независимо от того, в какой точке планеты Вам это необходимо.

Посетите стенды нашей компании во время выставки SEG. Стенды номер 2022 и 2376.



fairfieldnodal

fairfieldnodal.com

Перспективы развития геолого-технологических исследований и систем мониторинга в рамках технологии кросс-моделирования

■ Кузнецов И.В., Турчанинов В.Ю., Шайбаков А.Л., ООО НПО «Союзнефтегазсервис», г. Энгельс

Проведение эффективного поискового и разведочного бурения требует обязательного оперативного и квалифицированного контроля со стороны геологических и технологических служб для своевременного принятия управленческих решений при выполнении геолого-технологических исследований.

В настоящее время главной целью геолого-технологических исследований и систем мониторинга является уже не только и не столько регистрация, передача и оперативный анализ полученных данных, сколько вовлечение в работу большого круга разноплановых специалистов для решения прикладных задач с выходом на геолого-гидродинамическое и геомеханическое моделирование.

Удалённый мониторинг строительства скважин, обеспечивающий в первую очередь получение технологической, геологической, геофизической и производственной информации с буровой, повсеместно дополняется возможностью передачи данных видеонаблюдений и оперативной обработки и анализа информации.

Технология удаленного мониторинга Wellook компании ООО НПО «Союзнефтегазсервис» (СНГС), обобщая накопленный опыт предыдущих систем удалённого мониторинга, представляет собой технологию информационного сопровождения строительства скважин в системе управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений, основываясь на данных, поступающих в режиме реального времени с буровой площадки в офис клиента, с использованием Интернет-технологий и открытых между-

народных стандартов.

Wellook обеспечивает передачу данных с буровой в офис клиента, но при этом не зависит от набора программно-технических средств, используемых на буровой, что достигается за счёт конвертирования в открытые форматы. Данные оперативно поступают на сервер заказчика или один из выделенных серверов компании СНГС, хранятся в течение всего срока строительства скважины и определённое (согласованное) время после его окончания и доступны для оперативного и ретроспективного просмотра и анализа.

Одной из особенностей технологии Wellook является использование открытых международных стандартов передачи данных WITS и WITSML. Такой подход позволяет объединить в единую технологию отечественные и зарубежные станции геолого-технологических исследований, станции (системы) LWD/MWD, станции контроля цементирования, системы контроля процесса бурения, станции (системы) геофизических исследований в скважине на трубах и на кабеле с пакетами моделирования и углубленного анализа данных известных мировых производителей ПО.

С 2010 года СНГС является членом международного некоммерческого консорциума Energistics, целью которого является предоставление специалистам нефтегазовых компаний, занимающихся геологоразведкой и добычей, нейтральной площадки для совместной работы, продвижения открытых стандартов по обмену данными (в том числе WITS, WITSML) и решения вопросов, касающихся

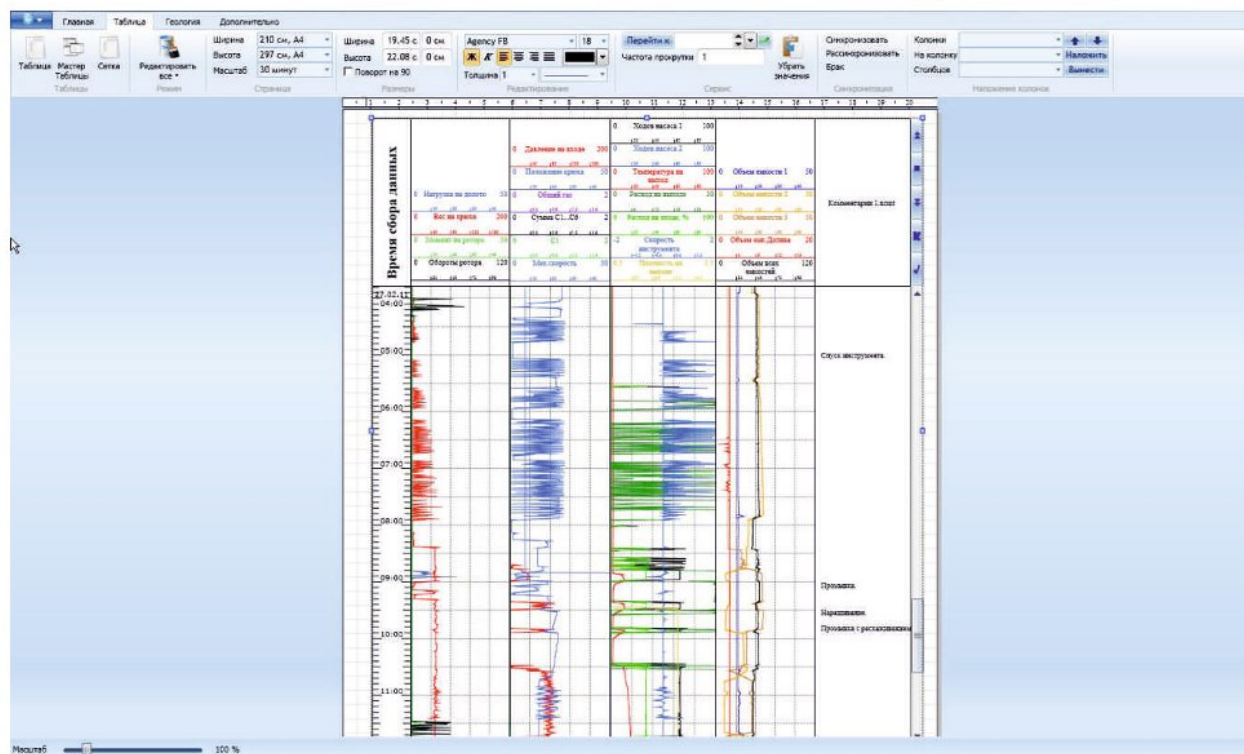
ся разведки и разработки. Членство в этой организации даёт возможность участвовать в развитии стандартов и получать дополнительную информацию для их внедрения в свои перспективные разработки.

Для обработки данных ГИС, ГТИ и их первичной интерпретации в рамках технологии Wellook возможно применение различных программных средств от разных производителей. В компании СНГС для подобных целей используется программный продукт SNGS MLPlotter собственной разработки, представляющий собой новое поколение программ для обработки данных и построения планшетов, основанных на современных программных технологиях.

дований (ГТИ) в процессе бурения скважин;

- определения и прогнозирования зон аномально высоких пластовых давлений на основе данных нормализованной скорости проходки (d-экспоненты и сигма каротажа), определяемой, как производная ряда технологических параметров, регистрируемых станцией геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения скважин;

- определения гидродинамических параметров в скважине в процессе бурения, промывок и спуско-подъемных операций и оптимизации режимов работы гидравлической системы скважины как в режиме реального времени с использованием данных станции геоло-



В рамках технологии Wellook используются и другие программы компании СНГС, предназначенные для решения прикладных задач:

- интерпретации результатов газового каротажа на основе расчета флюидных коэффициентов W_h , B_h и C_h по данным станций геолого-технологических иссле-

го-технологических исследований, так и в автономном режиме;

- построения двумерных кросс-плотов и выделения областей с определенным характером зависимости, соответствующих определенным интервалам глубины по всему разрезу скважины;

- построения траектории скважины (2D, 3D) и перевода данных ГИС, ГТИ наклонно-направленных скважин к вертикальной глубине.

Основным средством для просмотра данных в технологии мониторинга Wellook является программный продукт WitsmlPlotter, разработанный компанией CHGC и существующий в трех вариантах – в виде отдельного полнофункционального приложения, «полевой» версии приложения для работы на буровой «в связке» с системой сбора и в виде web-приложения с основным необходимым функционалом.



Использование универсального хранилища (архива) данных на базе WITSML-сервера и доступ к серверу по WITSML-протоколу позволяют интегрировать данные, полученные системой Wellook, с любыми программами статистической, аналитической обработки и визуализации данных, поддерживающими WITSML-стандарт. Следует отметить, что на настоящее время поддержка WITSML-стандарта реализована во всех основных комплексах программ известных производителей, включая Landmark /Halliburton, Schlumberger, Paradigm, Roxar.

Такой подход позволяет сформировать единую информационную среду, в которой без необходимости дополнительного конвертирования и копирова-

ния будут присутствовать первичные данные по скважинам, а значит, становится возможным задействование всего комплекса обрабатывающих, визуализационных и аналитических программ от различных производителей, а не только узкоспециализированного ПО компании, осуществляющей мониторинг. Это позволяет в реальном (или приближенном к реальному) времени обновлять геологическую и/или гидродинамическую модель месторождений по данным бурения, делая процесс моделирования по-настоящему «живым» и интерактивным. При этом появляется уникальная возможность проведения моделирования во время бурения, вовлекая в единую информационную среду не только специалистов-геологов, но и специалистов по гидродинамике, что приводит к улучшению скорости и качества моделирования, а значит, и к более взвешенным и адекватным управляющим действиям.

Применение открытых стандартов является залогом успешной интеграции программных продуктов в единый комплекс управления жизненным циклом месторождения. Универсальность такого подхода заключается в том, что в единый комплекс могут быть увязаны программные продукты и базы данных различных производителей.

Использование при мониторинге средств моделирования приводит к необходимости применения высокопроизводительных вычислений. Для этого центр удаленного мониторинга должен комплектоваться современными многоядерными компьютерами, эффективно использующими возможности распараллеливания ресурсоемких задач. Одной из современных тенденций рынка высокопроизводительных систем является расширение линейки ведущих брендов за счёт так называемых персональных

суперкомпьютеров (с производительностью не более нескольких десятков терафлопс).

Относительно новым перспективным направлением можно считать применение геомеханического моделирования. В нефтегазовой отрасли использование геомеханического моделирования позволяет снизить риски при бурении и освоении скважин, тем самым повысить эффективность эксплуатации месторождения.

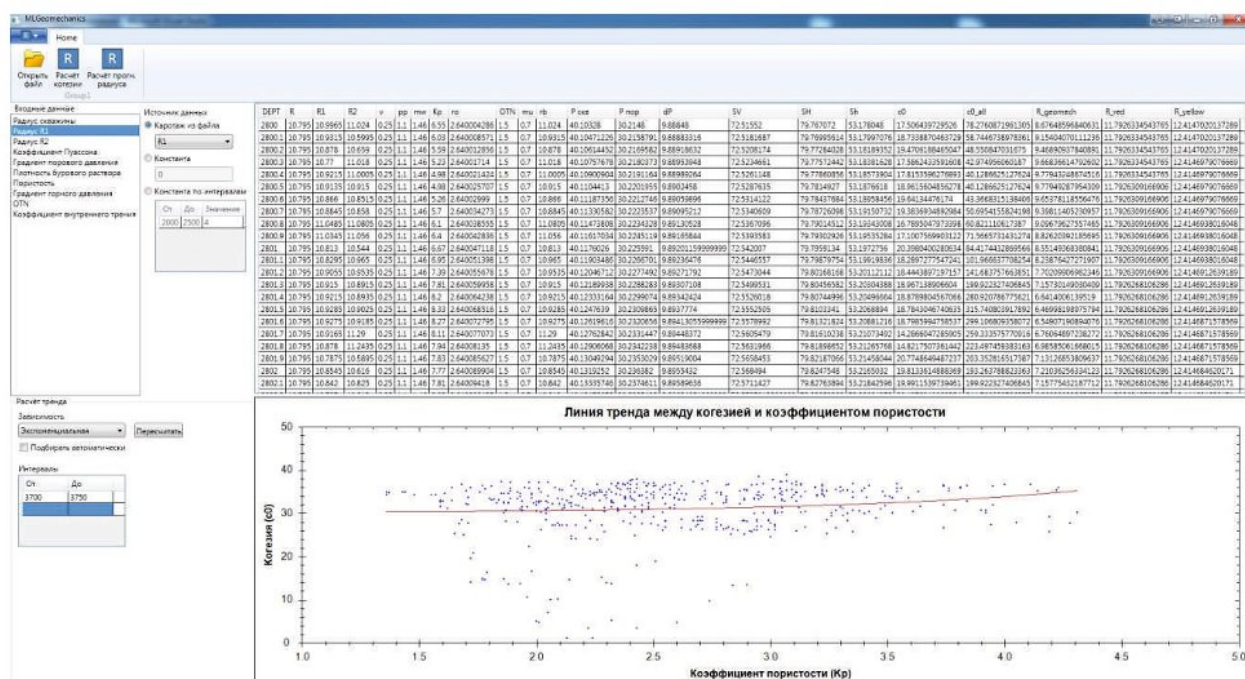
В связи со сложностью геологического строения вновь разрабатываемых месторождений возрастает потребность в геомеханическом моделировании, как инструменте, который позволяет объяснить и предсказать изменения в механике пород, вызванные бурением, добычей УВ и другими технологическими процессами. В результате решения задачи геомеханики появляется возможность выбрать оптимальное направление бурения, интенсифицировать приток и определить направление трещин гидроразрыва.

Технология геомеханического моделирования уже получила широкое распро-

странение за рубежом и обеспечивает достояние увеличение коэффициента достоверности моделирования залежи в целом и, как следствие, повышение эффективности процесса эксплуатации месторождений.

В процессе связанного моделирования (кросс-моделирования) мы получаем улучшенную фильтрационную модель разработки месторождения, с уточненными дебитами нефти по скважинам и извлекаемыми запасами. Также получаем новые данные о динамике напряжений и деформаций, действующих в пласте-коллекторе и вмещающих породах, которые являются важными для оценки ситуации на месторождении.

Полученные данные о максимальных касательных напряжениях, действующих в пласте-коллекторе и вмещающих слоях, являются важными для оценки рисков обрушения стволов скважин. Данные о максимальных вертикальных и горизонтальных напряжениях используются для 1D моделирования устойчивости ствола скважины при бурении и оценке оптимальной плотности бурового раствора.



В технологии Wellook для проведения 1D геомеханического моделирования с последующей передачей полученных результатов для моделирования с использованием высокопроизводительных вычислений, предназначена программа MLGeomechanics компании CHGC, позволяющая выделять по данным ГТИ и ГИС интервалы, характеризующиеся анизотропией напряженно-деформированного состояния пород и оценивать диапазоны допустимого изменения плотности буровой промывочной жидкости по разрезу скважин.

Для выявления этих интервалов используется программа MLCrossPlot компании CHGC, с помощью которой выделяются области с определенным характером зависимости пористости и когезии пород. Комплекс программ позволяет «настроить» зависимости геомеханических свойств под разрез скважин с помощью выделения интервалов, т.н. «обучающих выборок».

Таким образом, применяя данные геолого-технологических исследований, системы мониторинга и технологии оперативного моделирования, мы приходим к созданию постоянно действующей геолого-гидро-геомеханической модели (кросс-модели) месторождения, использование которой позволяет решать, помимо традиционных, следующие задачи:

- оптимизация разработки залежи, путем наполнения модели геомеханическими свойствами, полученными в процессе бурения скважин;
- выявление причин возникновения неустойчивости стенок скважин и осложнений в виде прихватов, прогнозирование интервалов их возникновения (дополнение комплекса ГТИ оперативным

построением 1Д и 3Д с использованием данных ГИС, стандартного комплекса ГТИ, отбора и исследования обвального шлама);

- уточнение добычных характеристик (дебиты, извлекаемые запасы) модели месторождения;
- оценка рисков обрушения ствола скважины по данным о касательных напряжениях, действующих в пласте-коллекторе и вмещающих слоях;

Развитие информационных технологий невозможно без применения современных инновационных подходов и решений. Основные тенденции развития информационных технологий в нефтегазовой отрасли формируют новый взгляд на развитие геолого-технологических исследований и систем мониторинга. Среди этих тенденций необходимо отметить использование высокопроизводительных расчётов и алгоритмов распараллеливания и интеграцию информационных систем с использованием открытых международных стандартов, что в конечном итоге делает возможным развитие информационных систем контроля и управления производственными процессами в реальном времени с прицелом на решение конкретных задач, в частности – оперативно-го геолого-гидро-геомеханического (кросс) моделирования.

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

Издается с 2002 г.

2002-2014



По вопросам подписки, размещения рекламы:

8 (8452) 64-14-32
paturlov@mail.ru

Способ сейсморазведки с возбуждением колебаний в воздушной или водной среде и фокусированием энергии в точках приема на границе акустической и упругой сред

■ Табаков А.А., ООО Геоверс, г. Москва

Возбуждение сейсмических колебаний является наиболее затратной частью сейсморазведки. Предложено использовать возбуждения в воздухе или в воде на значительных удалениях от поверхности твердого полупространства с последующей фокусировкой энергии в любой точке поверхности твердого полупространства предпочтительно с сейсмоприемником давления для точной регистрации вступления акустических импульсов.

Данные для каждого сейсмоприемника на поверхности твердого тела суммируются с опережениями, определенными в точке фокусировки, с образованием фиктивных сейсмограмм с возбуждением в точке фокусировки.

Модельный эксперимент показал возможность фокусировки энергии на малом участке поверхности диаметром менее четырех метров. Предлагаемая технология должна дать значительное сокращение затрат, времени и экологические преимущества.

Введение

Возбуждение упругих колебаний при сейсморазведке требует значительных затрат, особенно при необходимости строительства дорог и просек, что наносит экологический урон. В горных условиях, культурной зоне и в заповедниках отработка регулярных систем вообще невозможна. При возбуждении колебаний в воздухе на значительной высоте не возникает транспортных и экологических проблем, но из-за сильного преломления лишь незначительная часть энергии идёт на формирование глубинных отражений. Предложено формировать на поверхности твёрдой среды локализованный импульс давления путём накопления импульсов от многих воздействий с опережениями, равными времени прихода акустической волны в точку локализации [1].

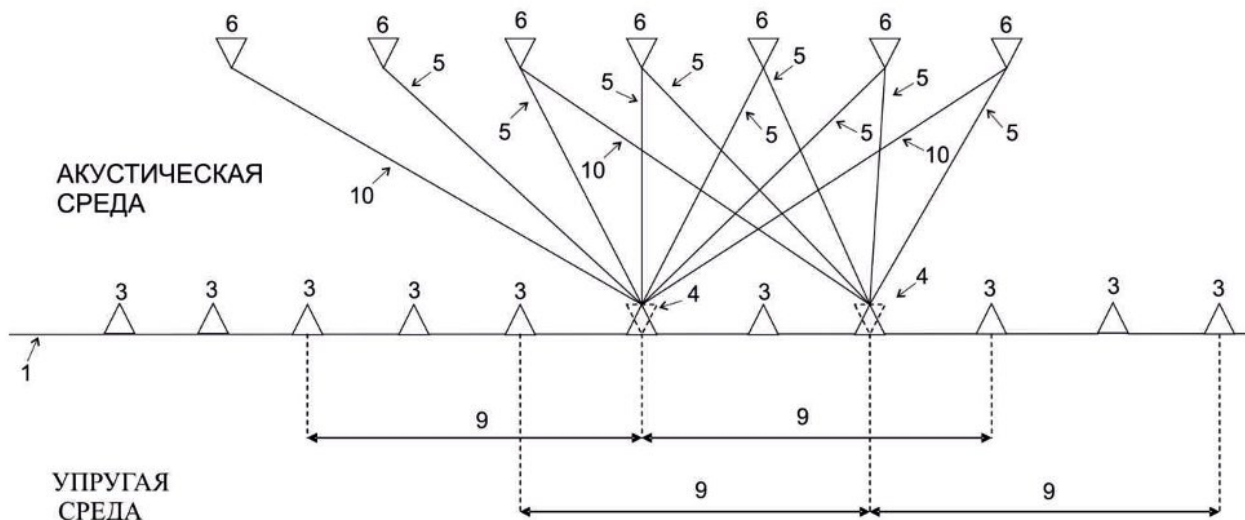
На модельном примере показано, что при возбуждении на высоте 800 м. возможна концентрация энергии на площадке диаметром менее 4 м.

Геометрия наблюдений

Для проведения сейсморазведки сейсмоприемники располагаются на всей или части исследуемой площади (Рис.1). В каждой точке приема ведется либо непрерывная регистрация с фиксацией астрономического времени, либо регистрация, синхронизированная с возбуждением. На значительной высоте в точках 6 (Рис.1) производится возбуждение звуковых колебаний любым взрывным или невзрывным источником во множестве точек так, чтобы каждый из сейсмоприемников был облучен со всех азимутов и зенитных углов. Индексом 5 обозначены пути звуковой волны из источника к приемникам, индексом 10 – лучи для предельных удалений от фиктивных источников 4. Индексом 9 обозначены диапазоны удалений от фиктивных источников 4.

Формирование фиктивных сейсмограмм

Фиктивные сейсмограммы могут быть сформированы в каждой точке поверхности твердого полупространства, над



▲ Рис.1. Геометрия наблюдений

которым произведены возбуждения. Предпочтительно совмещать эти точки с местами расположения сейсмоприемников, где к обычным датчикам полезно добавить датчики давления с целью уточнения времени прихода звуковой волны.

Получение фиктивных сейсмограмм

Записи, полученные таким образом, накапливаются в соответствии с формулой 1.

$$S_n^I(w) = \sum_{m=M_1}^{M_2} S_n^m(w) \cdot e^{i w (\delta t_{m,I})} \quad (1)$$

где w - круговая частота; $S_n^I(w)$ - преобразование Фурье для суммарной трассы, представляющей собой приближение к трассе в точке «п» (Рис.1, приемник (3)) в пределах выбранного максимального расстояния (9) от выбранного фиктивного источника (4) от фиктивного источника в точке $n=I$ (Рис.1, элемент (4)); $S_n^m(w)$ - преобразование Фурье от реальной сейсмической записи, зарегистрированной сейсмоприёмником в точке приёма «п» (Рис.1, приёмник (3) в пределах выбранного максимального расстояния (9) от выбранного фиктивного источ-

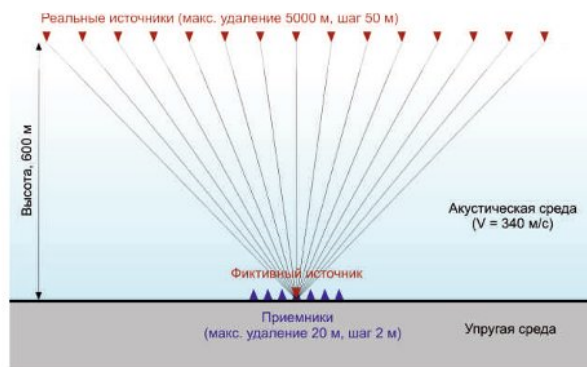
ника (4)) от одного из реальных сейсмических источников (Рис.1, реальный источник (6) на расстоянии (5), меньшем или равном выбранному максимальному расстоянию (10) от выбранного фиктивного источника (4)), расположенного в точке «т» (Рис.1, реальный источник (6) на расстоянии (5), меньшем или равном выбранному максимальному расстоянию (10) от выбранного фиктивного источника (4)).

$\delta t_{m,I}$ - время пробега волны от реального источника, расположенного в точке «т» (Рис.1, реальный источник (6) на расстоянии (5), меньшем или равном выбранному максимальному расстоянию (10) от выбранного фиктивного источника (4)) до фиктивного источника, расположенного в точке I (Рис.1, элемент 4).

M_1 - реальный источник, расположенный на левой крайней границе выборки реальных источников (Рис.1, элемент 6);

M_2 - реальный источник, расположенный на правой крайней границе выборки реальных источников (Рис.1, элемент 6).

Суммарные сейсмограммы, полученные таким образом, могут быть использованы в дальнейшей обработке как обычные.



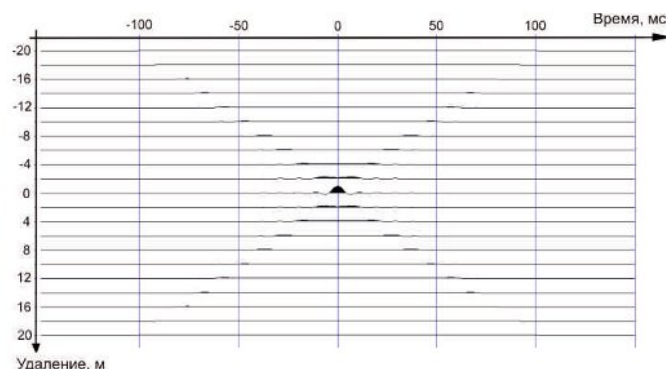
▲ Рис.2. Схема модельного эксперимента

Модельный эксперимент

Модельный эксперимент выполнен на схеме, изображенной на Рис.2.

Точки возбуждения располагались на удалениях до 5 км от точки расположения фиктивного источника на прямолинейном профиле на высоте 600 м с шагом 50 м. Для оценки распределения давления на поверхности после фокусировки сейсмоприемники расположены на удалении до 20 м от фиктивного источника с шагом 2 м.

Результаты модельного эксперимента показывают, что область фокусировки имеет диаметр менее 4 м для диапазона частот 3-150 Гц (Рис.3).



▲ Рис.3. Результат накопления акустических сигналов на поверхности

Выводы

Представлен новый способ воздушной сейсморазведки, обеспечивающий фокусировку энергии акустических волн, новизна и техническая осуществимость которого подтверждены патентом РФ. На модельном эксперименте показано, что степень фокусировки достаточна для целей сейсморазведки.

Использование предположенной технологии может обеспечить кратное сокращение затрат на сейсморазведку при резком сокращении экологического ущерба.

Литература

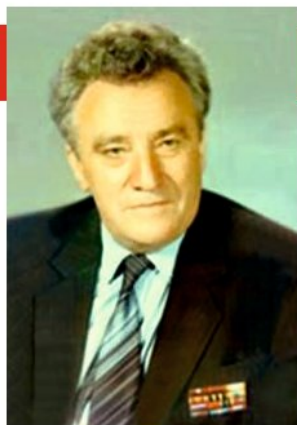
Патент РФ: Способ сейсморазведки, RU 2517010 C1 с приоритетом от 13.01.20



EAGE
European
Association
of Geoscientists
& Engineers



XIV Ежегодная Международная Научно-практическая Конференция



«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ - 2014»

Инновационные технологии и теоретико- экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике

с 28 октября по 1 ноября

Конференц- зал ЦГЭ по адресу:

г. Москва, ул.Народного Ополчения,38 корп. 3.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- научно-практическая конференция (устные и стендовые доклады);

- коммерческие презентации компаний-участников (инновационные технологии бескабельного сбора сейсмической информации, программное обеспечение для интегрированной интерпретации данных, построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки и ГРП при разработке низкопроницаемых коллекторов и др.)

ТЕМЫ УСТНЫХ И СТЕНДОВЫХ ДОКЛАДОВ

- Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D, интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП –непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРП. Эффективность применения ВСП в процессе разра-ботки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Изучение трещиноватости коллекторов новейшими сейсмическими технологиями наблюдений и интер-претации данных. Качественная и количественная оценка трещиновой пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП, путем локализации зон трещиноватости по данным многоволнового акустического каротажа, использования рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещиноватости.

Микросейсмические методы изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучени-

ем. Низкочастотное сейсмическое зондирование для разведки малоразмерных и сложно построенных залежей УВ. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП.

Повышение нефтеотдачи пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли на расширение и сжатие горных пород. Мониторинг много-стадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи.

Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки.

Детальный анализ сейсмических волновых полей в технологии СВЧ –Сейсморазведки высокой чёткости.. - Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программных комплексов DV-SeisGeo и DV-Geo. О новом методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей фокусировкой и других новациях.

Подробная информация об условиях участия, сроках представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: на сайтах www.geovers.com, и www.cge.ru

e-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7(499)192-81-35, Наталья Александровна,

для представления тезисов докладов – по тел. 7(499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru

Председатель Программного комитета конференции Мануков Виктор Сергеевич

геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГ и Европы принять активное участие в работе Конференции

«Гальперинские чтения» проходят при информационной поддержке ЕАГО, EAGE и журналов: ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Приборы и системы разведочной геофизики, Экспозиция Нефть Газ, First Break, Вестник ЦКР Роснедра, НефтеСервис и Нефть Газ Новации.

Интегрированные инновационные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике для повышения эффективности ГРП от поиска до добычи

(по материалам Международной конференции «Гальперинские чтения»)

■ Мануков В.С., ОАО «ЦГЭ», г. Москва

За последние несколько лет тематическое содержание Международной ежегодной научно-практической конференции «Гальперинские чтения» заметно расширилось по сравнению с изначально задуманной целью – освещать развитие метода ВСП, ставшего, как известно, неотъемлемой частью современной сейсморазведки. Поэтому доклады о результатах применения ВСП, особенно в сложных сейсмогеологических условиях и с использованием инновационных технологий, иллюстрирующих возможности преодоления таких трудностей, по-прежнему представляют интерес.

Хорошо известно, что на вертикальном сейсмическом профиле проще выделять волны разного типа: продольные, поперечные, обменные, однократные и многократно отраженные, видеть картину интерференции полезных волн с помехами, определять границы акустической жесткости среды по всему разрезу, наблюдать изменения динамических характеристик волн, идентифицировать природу волн, зарегистрированных во внутренних точках среды, с волнами на сейсмограммах наземной съёмки.

Это дало возможность с большей точностью определять скорости продольных и поперечных волн, используемых для построения глубинно-скоростной модели среды и структурных построений в около скважинном пространстве, рассчитывать коэффициенты Пуассона, Томсена и целый ряд атрибутов, характеризующих геологическую среду, как например: анизотропию и инверсию сейсмических параметров, изменение коллекторских свойств пород, особенности трещиноватости и

другие параметры, необходимые для построения геологических и гидродинамических моделей залежей, для уточнения контура месторождения и определения координат заложения новых эксплуатационных скважин, для мониторинга разрабатываемых месторождений, и, наконец, для прогноза ресурсов и подсчёта запасов УВ.

На практике применяется немало относительно новых, постоянно совершенствуемых технологий углублённого изучения геологического строения месторождений, коллекторских свойств пород, характера их трещиноватости, проницаемости и других характеристик, используемых не только для решения разведочных задач, но главным образом для повышения эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Наиболее результативным примером такого подхода к совершенствованию технологий можно считать опыт широко-масштабного применения метода непродольного ВСП – НВСП компанией ЗАО НПЦ «Геостра», входящей в состав ОАО «Башнефтегеофизики». На основе многолетнего опыта работ по ВСП с применением модификации НВСП более чем в 500 скважинах и в комплексе с 2D/3D и ГИС, проведенных в нефтегазодобывающих регионах России (Западная Сибирь, Оренбуржье, Урало-Поволжье, Башкирия), ими создана научно и экспериментально обоснованная технология, названная авторами «ВСП-сопровождение глубокого бурения на различных этапах ГРП». Судя по докладу «Эффективность исследований методом скважинной сейсморазведки на месторождениях нефти и газа» (авторы доклада - В.А.

Ленский, А.Я. Адиев и др.), представленного на ГЧ - 2013, применение НВСП дало положительные результаты в изучении околоскважинного пространства, подтверждённые бурением и другими оценочными критериями. В определённых геологических условиях, когда при использовании НВСП из удалённых пунктов взрыва возникают принципиальные ограничения, которые невозможно компенсировать каким-нибудь способом, применяются альтернативные подходы к решению этой проблемы. При этом уже на этапе проектирования работ особое внимание уделяется учёту технологических возможностей и ограничений НВСП и выбирается оптимальная система наблюдения. В результате удаётся уточнять геологическое строение околоскважинного пространства, контуры залежи, места заложения новых эксплуатационных скважин и даже решать задачи, не свойственные геофизике, как например: оптимизация режима и объёмов бурения, оценка прироста запасов, благодаря чему достигается огромная экономия ресурсов и средств. Аналогичные результаты получены и в других регионах..

Следует отметить, что расширение тематики автоматически было заложено уже в самой идее проведения сейсмических наблюдений в скважине, с тем, чтобы получаемую во внутренних точках среды сейсмическую информацию использовать для повышения эффективности наземных 2D и 3D наблюдений, т.е. создавать интегрированную наземно-скважинную информацию. Её можно получать только из данных ВСП, в том числе и интегрированных с данными наземной сейсморазведки.

Тематическое расширение программы конференции естественным образом стимулируется также всё усложняющимся характером геологических задач как при разведке месторождений, так и при

мониторинге добычи. В программу конференции включаются не только доклады об исследованиях и практических результатах применения новых технологий сбора, обработки и интерпретации данных скважинной и наземной сейсмики. Востребованными становятся все новации — от теоретико-экспериментальных исследований, касающихся фундаментальной теории распространения сейсмических волн, до новых технологий изучения геолого-физических характеристик коллекторов и нового метода микросейсмической разведки недр, основанного на использовании обычных микросейсм, которые до недавнего времени рассматривались как помехи. Оказалось, что в волновом поле микросейм содержится ценная геологическая информация, носителями которой могут быть, например, возникающие на глубине волны Релея.

Уже на первой конференции Гальперинских чтений в 2001 году ведущие учёные Института физики земли РАН - член-корр. РАН, д.ф-м. н. А.В. Николаев и к.ф-м.н. Б.М. Шубик выступили с докладом о разработанном ими в ИФЗ новом сейсморазведочном методе эмиссионной томографии, позволяющем извлечь информацию о строении и состоянии среды на основе регистрации микросейсм.. Развитию этого метода предшествовали исследования сейсмических шумов на поверхности земли и в скважинах, проводившиеся в 1950-х и 60-х годах в Таджикистане Е. И. Гальпериным, в результате которых им было сделано открытие — установлен факт генерации микросейсм в глубине земной коры. Наличие в среде источников сейсмического излучения или контрастных неоднородностей приводит, как выяснилось, к появлению когерентных компонент в случайном волновом поле, зарегистрированном на поверхности. На основании дальнейших исследований этого явления

был разработан и реализован новый метод сейсмической разведки и мониторинга активных объектов. Главный научный сотрудник ИФЗ РАН академик РАН, д.ф.-м.н. С.И. Александров представил на той же конференции «ГЧ-2001» доклад о результатах создания ПО и новых методов обработки данных, получаемых по методике ПСМ - пассивного сейсмического мониторинга.

Эта методика применяется в нефтегазовой промышленности для диагностической визуализации гидроразрывов пластов (ГРП) при интенсификации добычи УВ, трассировки потоков флюидов, картирования термальных фронтов, обнаружения разломов и, главное, для прослеживания и определения направления зон трещиноватости, геометрии гидроразрыва.

Перспективы применения метода эмиссионной томографии связывались с тем, что залежи УВ, рудные месторождения, тектонические разломы, зоны повышенной трещиноватости и кавернозности являются ярко выраженными аномалиями сейсмической эмиссии. И действительно, с той поры метод интенсивно развивается и находит практическое применение в решении ряда разведочных задач, пока ещё в формате реконструктивной разведки, но более уверенно в мониторинге ГРП.

Так, на Гальперинских чтениях-2011;-2012;-2013 специалистами ИФЗ РАН, ИПНГ РАН, ООО «Градиент», ООО «Викосейс» и ОАО «ЦГЭ» по результатам совершенствования и практического применения различных модификаций микросейсмических методов разведки для решения геологических задач представлено 18 докладов. Отметим самые значимые из них - доклады Шубика Б.М., Николаева А.В., Барабанова В.Л., Горбатинова А.В.: "3D сейсморазведка на основе дифракционной томографии с управляемым облучением"(2011), " 3D сейсмо-

разведка шумящих сред " (2012) и "Дифракционная томография сложных сред.. От анализа микросейсм к трехмерной сейсморазведке"(2013), "Проблема спектра доминантных частот при сейсмических воздействиях на нефтяные залежи"(2012), "Субвертикальные неоднородности земной коры по результатам применения микросейсмического зондирования"; доклады Александрова С.И., Мишина В.А., Гогоненкова Г.Н., Перепечкина М.В.: "Новый подход к определению геометрии гидроразрыва пласта при помощи ПСМ" (2011), "Микросейсмический мониторинг ГРП: «скважина» vs «поверхность»." (2012), "Применение наземного микросейсмического мониторинга для контроля качества выполнения операций ГРП" (2013); доклады Н.Я. Шабалина, Е.В. Биряльцева, В.А.Рыжова: "Опыт применения метода анализа спектра скоростей фоновых микросейсм для изучения локального строения осадочного чехла"(2012), "Опыт трехмерного построения неоднородностей среды методом пассивного Низкочастотного сейсмического Зондирования" (2013), "Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности с применением максимального правдоподобия. Теоретические подходы и практические результаты" (2013).

Итак, очевиден факт серьёзного внедрения метода микросейсмической разведки в нефтяную геофизику. На данном этапе наиболее перспективными представляются получаемые этим методом практические результаты изучения процесса протекания гидроразрыва пластов и картины изменения пространственной геометрии распространения зоны трещиноватости коллекторов. В части разведочных возможностей метода наметился определённый прогресс в изучении глубинного строения недр, пока только на уровне региональной

геологической разведки, особенно в обнаружении крупных тектонических нарушений типа субвертикальных разломов и неоднородностей, резко отличающихся по литолого-физическим характеристикам от окружающей среды. Основными проблемами развития эффективности метода являются требующие решения задачи повышения точности структурных построений по глубине, а также проблемы, связанные с нарушением экологии. Привлекательным является существенная дешевизна метода по сравнению с трехмерной сейсморазведкой. В методическом смысле к микросей-мике примыкают исследования по использованию рассеянных обменных волн, возникающих на неоднородностях в глубине недр. Исследования ведутся в МФТИ совместно с ЦГЭ пока что на теоретическом уровне. На ГЧ-2013 было представлено два доклада по этой теме: “О выделении пластовых зон развития мезотрещин по аномалиям амплитуд рассеянных обменных волн” и “Использование амплитудных аномалий фронта рассеянных обменных волн при 3С-регистрации для обнаружении систем субвертикальных макротрещин” - Левянт В.Б., Петров И.Б., Квасов И.Е. и Муратов М.В.

Интерес представили несколько докладов, в которых показано широкое использование поперечных и обменных PS волн как для структурных построений, так и для динамической интерпретации волновых полей с целью извлечения дополнительной информации о геолого-физических свойствах пород-коллекторов, трещиноватости, пористости, проницаемости и других характеристиках.

Несколько докладов касались применения и развития программного обеспечения для интегрированной обработки и комплексной интерпретации геолого-геофизической информации при построении геологических моделей

месторождений. Названия этих докладов приведены ниже, где говорится о публикациях материалов Гальперинских чтений.

С материалами всех Гальперинских чтений (тезисы, рефераты докладов) можно ознакомиться на сайте ООО «Геоверс» www.geovers.com,. Кроме того, некоторые из статей, опубликованных по докладам с конференций, размещены на сайтах ряда журналов. Прежде всего, это сайт научно-технического журнала “Экспозиция Нефть Газ”, многолетнего информационного партнёра ОАО «ЦГЭ» и «Гальперинских чтений» - www.runeft.ru. Со статьями с «Гальперинских чтений» можно также ознакомиться на сайтах других журналов нефтегазового профиля, с которыми тоже установлены партнёрские отношения. Это – “НефтеСервис” www.oilcapital.ru, “Нефть.Газ.Новации” www.neft.gaznovacii.ru, “Приборы и системы разведочной геофизики” www.psrgeo.ru и другие.

В журнале Экспозиция Нефть Газ №2-2014 по докладам на ГЧ-2013 опубликовано 8 статей. Приведу только названия некоторых из них, по которым видно, как широко «Чтения» освещают актуальные проблемы современной сейсморазведки; “Трёхмерное геологическое моделирование с учетом фациальных условий осадконакопления” – Билибин С.И. и др.; “СВЧ-сейсморазведка высокой чёткости” – Табаков А.А. и др.; “Прогнозирование физических свойств терригенных коллекторов с палеотектоническим анализом для уточнения истории формирования залежи УВ на базе ПО DV-SeisGeo” – Жемжурова З.Н., Чекунова В.А.; “Свойства отраженных волн в регулярно трещиноватых средах” – Авербух А.Г., Граф С.Ю.; “Способы увеличения добычи нефти с учётом приливных движений Земли” – Мирзоев К.М., Николаев А.В. и др.; “Наземный микросейсмический

мониторинг гидроразрыва пласта” – Александров С. И., Мишин В.А., Буров Д.И.

В этом же журнале опубликованы следующие статьи по докладам с «Гальперинских чтений – 2012»: в №5-2012 – “Новая парадигма взаимодействия человека с компьютером при анализе многообъектных и многопараметрических систем и принятии управленческих задач” – Кашик А.С., Гогоненков Г.Н. (О разработанной в ОАО ЦГЭ системе программ MDV); в №6-2012 – “Моделирование электротеплового воздействия на прискважинную область при разработке месторождения высоковязкой нефти” – Кашик А.С., Хусид М.Д. и др; две статьи от компании «Градиент» – “Возможность изучения ВЧР на основе полномасштабного численного моделирования” – Рыжов В.А., Биряльцев Е.В. и др. и “Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхностью” – Н.Я.Шабалин и др.; в №2-2013 – “РПВНГЗ- инновационная технология прямого поиска залежей нефти и газа” – Сибгатулин В.Г. и др.

В журнале НефтеСервис №1-2013 опубликовано 5 статей по докладам на ГЧ-2012. Приведу также только названия некоторых из них: “Пример решения геологических задач в Припятской впадине комплексом модификаций ВСП” – Шехтман Г.А., В.М. Кузнецов, Громыко В.М. “; “Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований” – Хромова И.Ю., Николаев Д.А.; “Применение микросейсмического мониторинга для контроля технологических рисков ГРП “ – Александров С.И., Мишин В.А. и др.; “Эффективность применения поляризационного метода ВСП” – Рубцов А.А., Мирзоян Ю.Д. и др.

В журнале Нефть. Газ Новации №1-2014 опубликовано 6 докладов с конференций ГЧ-2012 и ГЧ-2013: “Оценка экономического эффекта от снижающей риски дополнительной геологической

информации” – Балабан И.Ю., Гутман И.С.; “Гальперинские чтения: инновационные интегрированные технологии в наземно-скважинной сейсморазведке” – Мануков В.С.; “Резонансы гравитационных приливов в земной коре и их влияние на нефтегазовые залежи” – Сибгатулин В.С. и др.; “AlphaVSP. Новое поколение программ регистрации сейсмических данных” – Гарифуллин А.М..

Таким образом, можно отметить довольно широкое освещение материалов с Гальперинских чтений в печати и на сайтах компаний – организаторов конференции, а также на порталах ряда журналов нефтегазового профиля. К предстоящей 14-ой конференции «ГЧ-2014», которая состоится, как всегда, в Москве, в ЦГЭ с 28 октября по 1 ноября с.г., октябрьский номер журнала «Экспозиция Нефть Газ» планируется посвятить в основном проблемам геологии и геофизики. Зная об этом, специалисты компаний-участников Гальперинских чтений готовят доклады к публикации в этом выпуске журнала. Свои страницы для публикации статей участников «ГЧ-2014» готов также предоставить декабрьский номер журнала «Приборы и системы разведочной геофизики».

Один из дней конференции запланировано выделить исключительно для проведения презентаций новейших разработок отечественного программного геофизического обеспечения, предназначенного для интегрированной обработки и комплексной интерпретации геолого-геофизических данных и обеспечивающего выполнение самых современных процедур решения сложных задач, включая построение геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчетом запасов УВ.

Традиционно тематическое содержание предстоящей конференции будет также широко освещать современные проблемы нефтяной геофизики.

ЧЕТКОСТЬ

**КОМПАНИЯ INOVA
ЯВЛЯЕТСЯ МИРОВЫМ
ЛИДЕРОМ В ОБЛАСТИ
ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ
ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ
ШИРОКОПОЛОСНОЙ
НАЗЕМНОЙ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.**

Мы, компания INOVA, убеждены в том, что каждый этап открытия природных ресурсов должен проводиться с одинаковой тщательностью и точностью. Поэтому мы стремимся предлагать наиболее универсальный набор широкополосных продуктов и технологий из имеющихся на рынке в настоящее время.

Наши датчики, системы и источники возбуждения отлично взаимодействуют друг с другом, обеспечивая сбор широкополосных данных высочайшего качества, что дает возможность нашим клиентам максимально эффективно проводить процесс обработки, отображения и интерпретации данных.

Являясь мировым лидером в области полнофункционального высоко- и низкочастотного оборудования, компания INOVA обеспечивает получение достоверных результатов надлежащего качества ведущими геофизическими подрядчиками и компаниями, занимающимися разведкой и добычей.



ВМЕСТЕ МЫ РЕШИМ ЛЮБУЮ ЗАДАЧУ!



CLARITY BROADBAND SOLUTION™

inovageo.com/ru/broadband

Жизнь связала с сейсморазведкой?



Рекомендуем: новейшая беспроводная телеметрическая система **Sercel UNITE**



Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428; бескабельной системы UNITE. Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования. Производство импульсных источников «Геотон»

Холдинг «ГЕОСЕЙС»
Контактная информация:
Тел. (Москва):
+7 (495) 694-19-07
+7 (495) 694-19-97
Тел. (Тюмень):
+7 (3452) 48-33-72

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
geoseis-servis@yandex.ru
geoseisltd@gmail.com
http:
www.geoseisholding.ru
www.geoton.ru