

Геофизика на этапе разработки месторождений – новые направления, новые рынки.



*Интервью с директором холдинга «Геосейс»
Гурьевым Сергеем Владимировичем.
Компания «Геосейс» известна тем, что
разрабатывает, опробует
и внедряет новое оборудование
и технологии.*

Дмитрий Слонов: Уважаемый Сергей Владимирович, планируя посвятить номер нашего журнала геофизическим исследованиям этапа разработки месторождений, мы рассчитывали, что будем говорить, как и какие геологические задачи нефтяников можно решать с помощью дистанционных геофизических методов. Зная Вас и вашу команду как специалистов инновационной направленности, одними из первых в отрасли начинающих освоение нового, мы решили предложить поделиться своими мыслями и опытом.

Сергей Гурьев: Действительно, на этапе разработки месторождений чаще всего говорят о возможностях скважинной геофизики. Однако, разрешающая способность ГИС ограничивается при-скважинным пространством, а процессы, происходящие на разрабатываемом месторождении существенно объемнее. Это и исследование изменчивости петрофизических свойств объекта, определение местоположения нескрытых пластов и залежей, определение зоны притока углеводородов, выявление перетоков флюида, контроль ГРП и добычи в целом. И тут комплекс дистанционных геофизических методов может быть весьма

эффективен. При этом самым важным в таких исследованиях становится учет временного фактора, когда работы повторяются периодически, либо в режиме мониторинга он-лайн. Фактически это 4D геофизические исследования. Я намеренно не ограничиваюсь термином «4D сейсморазведка», поскольку свою очень важную информацию могут привнести и другие дистанционные методы геофизики - гравиразведка и электроразведка, которые также должны проводиться с некой периодичностью для учета временного фактора.

ДС: В чем на Ваш взгляд, главное значение дистанционных методов на этапе разработки месторождений?

СГ: Главное, чем геофизика может помочь при эксплуатации месторождений – это снижение рисков эксплуатации и прогноз. Например, дистанционные методы могут ответить на вопросы, как сработал ГРП, что произошло в скважине, и как это соотносится с моделью, используемой для разработки месторождений. Но пока нефтяные компании больше доверяют априорной исходной модели, подготовленной предварительно и корректируемой с учетом скважинных данных. По большому счету, эффектив-

ность ГРП меряется штуцером. Но что произошло на самом деле, какие порты как сработали, где находится зона притока флюида, и как это будет развиваться во времени можно ответить только с использованием полигона микросейсмических наблюдений. Ответы на все эти вопросы чрезвычайно важны и для жизни объекта в целом.

Микросейсмический мониторинг (МСМ) дает реальный прогноз развития месторождения, добавляет очень важную информацию для оптимизации той самой априорной модели, которая служит основой схемы освоения объекта.

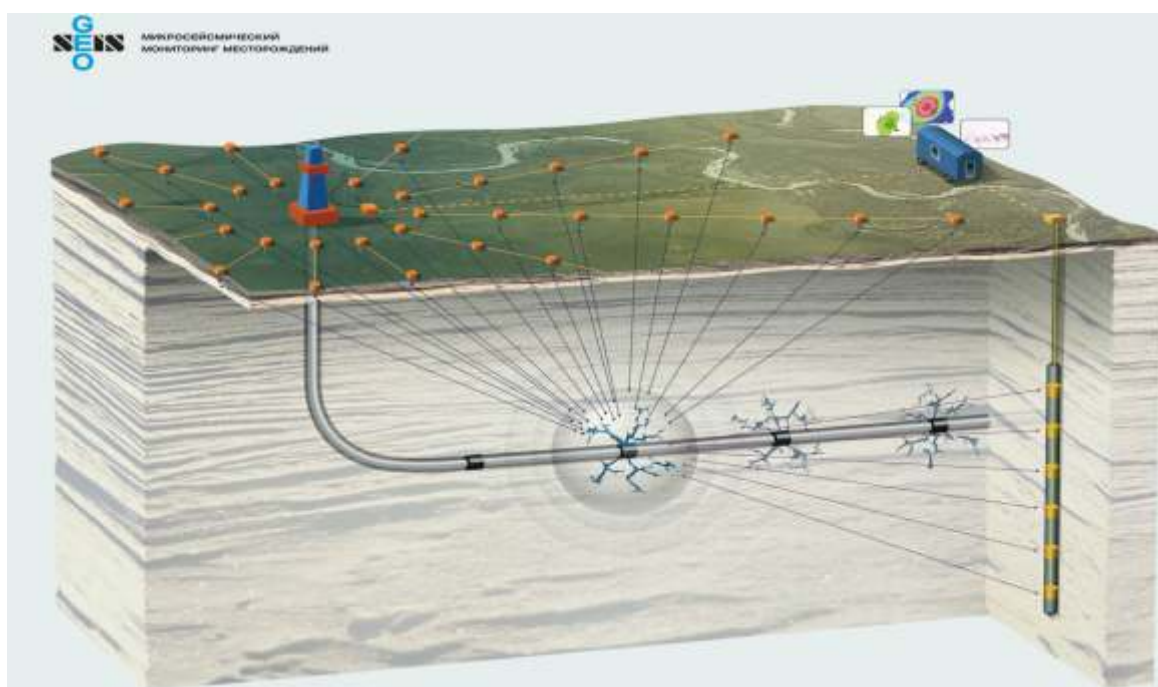
ДС: На западе значение микросейсмички поняли уже десяток лет назад. Западный стандарт выполнения каждого проекта ГРП требует обязательного использования технологии МСМ. Россия пока отстает. На Ваш взгляд, правильно ли использование МСМ на каждом объекте ГРП и когда мы придет к широкому внедрению данной технологии?

СГ: Думаю, что даже если МСМ будет сопровождать каждый десятый ГРП, эффект от данной технологии станет

виден всем. В свою очередь, сами работы МСМ станут дешевле, так как тиражирование готовых решений всегда ведет к снижению затрат. При этом, важным аспектом является скорость выдачи заключений. Разработчикам не нужен наукоемкий отчет, который они получают через полгода кропотливой работы геофизиков. Ответы нужны здесь и сейчас. И это задача, для компаний, предлагающих те или иные решения в области МСМ. Расставить датчики на месторождении с использованием той или иной телеметрической системы несложно. Организовать регулярный сбор данных и обслуживание оборудования, особенно в условиях межсезонья или летнего бездорожья становится непростой задачей. И к этому добавляется необходимость передачи данных на удаленный ВЦ. Для обработки и интерпретации тоже требуется время. А технология должна работать оперативно.

И компания, готовая так организовать работу, чтобы заказчик получал ответы на интересующие его вопросы непосредственно на промысле получит безусловный приоритет на рынке услуг МСМ.

▼ Рис. 1. Принципиальная схема микросейсмического мониторинга.



ДС: Рынок ГРП сегодня растет очень быстрыми темпами. Многие геофизические компании предлагают системы дистанционного контроля гидроразрыва пласта с использованием пассивной сейсморазведки (МСМ). Алгоритмы обработки данных отличаются. И пока не сложились общепринятые технологические стандарты, и, как следствие, нефтяные компании не готовы использовать МСМ на своих проектах. Каковы на Ваш взгляд перспективы широкого внедрения МСМ при ГРП в России?

СГ: Во времена СССР регулярно проводились отраслевые совещания, на которых давалась информация о новых технологиях и методиках. Разработкой и внедрением занимались планомерно и системно. И когда действительно появлялась опробованная технологическая новация, об этом знали все – и нефтяники, и геофизики. И такая новация внедрялась повсеместно, становясь отраслевым стандартом. Сегодня, пожалуй, лишь в публикациях и сообщениях на конференциях приходится искать возможности для развития новых технологий.

Компания Геосейс активно участвует в геофизических конференциях. Одну из конференций проводит в качестве организатора. В прошлом году наш «Геофест» не проводился по известным причинам, но в этом году мы ждем специалистов для обмена опытом в г.Тюмень в сентябре этого года и в июле 2022 года в г.Москва.

ДС: Уверен, что нашим читателям будет интересно узнать более подробно о результатах «Геофеста-2021».

Сегодня ваша компания выполняет работы по мониторингу состояния ПХГ. Не могли бы Вы немного рассказать, как организована работа, и каких результатов ждет от вашей компании Заказчик?

СГ: Целью мониторинга является исследование сейсмоемиссионных

процессов ПХГ, которые могут быть связаны с утечками газа. Суть метода микросейсмического мониторинга заключается в постоянном отслеживании сейсмоемиссионных процессов, возникающих во время эксплуатации ПХГ.

Комплекс работ представляет собой систему пассивного микросейсмического мониторинга с возможностью периодического проведения активных сейсмических 2D-4D работ для изучения процессов, происходящих в ПХГ, а также постоянно функционирующего ситуационного центра. В процессе реализации проекта с интервалом в год проводятся работы 2D и ВСП-НВСП по идентичной технологии с целью анализа динамики процессов, происходящих на месторождении

Система наблюдения предполагает вариант равномерной площадной системы, являющейся оптимальной с точки зрения точности получаемых данных. Наземная система наблюдения предполагает размещение однокомпонентных высокочувствительных датчиков в виде сетей профилей и площадных групп (при необходимости) – причем, для уверенного набора статистики используются тысячи таких датчиков. Датчики устанавливаются надолго в глубокие (до 30 метров) скважины, что требует и надежности самих датчиков и внешнего подключения.

Мы организовали такой полигон. Проводим наблюдения. Но сегодня мы находимся только на начальном этапе реализации данного проекта и о результатах говорить пока рано.

ДС: Будем ждать Вашего рассказа об участии в этом уникальном проекте.

Какие еще возможности есть у современной геофизики, и что можно еще бы предложить нефтяным компаниям с учетом развития современного оборудования и новых технологий?

СГ: Прежде всего хочу напомнить о ВСП. К сожалению, рынок ВСП практически схлопнулся. Нефтяные компании, экономя средства отказываются от этого вида исследований, либо ограничиваясь самыми простыми вариантами исследований, когда ВСП необходимо по нормативам. ВСП в его современных модификациях с использованием современных зондов и правильно выбранных источников возбуждения может дать очень много полезной информации и о самой скважине, и об околоскважинном пространстве. Так что очень надеюсь, что нефтяные компании вернуться к пониманию необходимости ВСП, ВСП-ОГТ, и ваш журнал может этому способствовать.

Говоря о возможностях дистанционных методов, необходимо вспомнить о сверхплотном 2D. На старых месторождениях, над которыми выросли не просто промыслы – целые города, есть свои вопросы и задачи, которые могут быть решены целевым направленным профилем, где приемные точки ставятся через 5-10 метров, а пункты взрыва также размещаются как можно плотнее и точно. Такая технология позволит при

обработке сформировать лабораторно любую интерференционную систему. А точное направление через целевой объект исследования позволит сосредоточиться на решении узкой задачи, которая важна для оптимизации схемы разработки. Есть много вопросов, на которые успешно может отвечать такая методика: детализация пластов, определение изменчивости физических свойств толщи латерали, поиск пропущенных объектов, небольших тектонических нарушений. Кроме того, более точная модель позволит вернуться к переобработке всего массива сейсмических данных, служа ориентиром по разрешенности в целевых интервалах. Сегодня у геофизиков есть инструменты, позволяющие прокладывать такие профили на объектах с развитой инфраструктурой – бескабельная телеметрия и невзрывные источники.

ДС: Сергей Владимирович, спасибо за интересное интервью, желаем Вам успехов в непростой работе, и будем ждать новых публикаций об успешных проектах, реализуемых компанией Геосейс.



ПРИГЛАШАЕТ
12-14 июля 2022 года

на VII международную
научно-практическую конференцию
которая пройдет в живописном месте
Подмосковья

телефон: +7(495) 694 19 40
e-mail: info@geofest.net

