

СЕЙСМОРАЗВЕДКА 4D В РОССИИ: ОПЫТ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

Ю.П. Ампилов^{1,2,✉}, С.В. Горбачев¹¹Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, 119991, Москва, Ленинские горы, 1, Россия²Институт проблем нефти и газа РАН, 119333, Москва, ул. Губкина, 3, Россия

Поступила в редакцию: 20.12.2024

Принята в печать: 23.02.2025

Опубликована онлайн: 26.02.2025

DOI: [10.15372/GiG2025112](https://doi.org/10.15372/GiG2025112)EDN: [XRANFU](https://www.edn.ru/XRANFU)

Ссылка для цитирования:

Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. (2025).

Сейсморастворка 4D в России: опыт, проблемы, перспективы // Геология и геофизика, т. 66, № 7, с. 908–921,

DOI: [10.15372/GiG2025112](https://doi.org/10.15372/GiG2025112),EDN: [XRANFU](https://www.edn.ru/XRANFU).

© Ю.П. Ампилов, С.В. Горбачев, 2025

✉E-mail: ampilovy@gmail.com

Сейсморастворка 4D представляет собой серию последовательных, разделенных во времени площадных сейсмических съемок 3D на разрабатываемых месторождениях нефти и газа. Ее целью является попытка зарегистрировать в сейсмическом волновом поле изменения в продуктивных пластах, обусловленные извлечением углеводородов из недр, и на этой основе оптимизировать схему дальнейшего освоения месторождения.

В настоящей статье впервые наиболее полно анализируется современное состояние сейсморастворки 4D в России. К сожалению, есть лишь единичные случаи использования такой технологии, в то время как мировой опыт уже насчитывает сотни успешных примеров. Рассматриваются различные варианты ее реализации на море и на суше. Приводятся почти все известные случаи применения сейсморастворки 4D на территории России, которых пока немного, и анализируются дальнейшие перспективы данного метода.

Сейсмический мониторинг, разработка месторождения, сейсморастворка 4D, буксируемые косы, донные станции, пластовое давление, заводнение залежи, оптоволоконные системы, сейсмическая инверсия, акустический импеданс

ВВЕДЕНИЕ

Под 4D сейсморастворкой (сейсмическим мониторингом) понимают обычно последовательные сейсмические съемки 3D на одном и том же участке недр с целью контроля за разработкой месторождения нефти или газа. Кроме трехмерного пространства, в качестве четвертой компоненты в 4D рассматривают время [Marsh et al., 2003; Марш, 2004; Ампилов, 2013]. В англоязычной литературе эквивалентом этого понятия являются термины 4D seismic, seismic monitoring, time lapse seismic, reservoir monitoring. В России сейсмическая съемка 3D, ставшая впоследствии первой базовой для 4D мониторинга, была проведена в 1997 г. на месторождении Пильгун-Астоское на шельфе о. Сахалин [Boekholt et al., 2010]. В то время оператором проекта была компания Shell, а подрядчиком, выполнявшим морскую сейсморастворку, норвежская компания PGS.

Характеризуя прошедший с тех пор период, можно отметить следующее:

- в мировой практике 4D сейсморастворка достаточно распространена, а в России есть лишь единичные проекты, основная часть которых приходится на шельф о. Сахалин;
- до последнего времени большинство проектов 4D в России выполнялось иностранными сервисными компаниями и на иностранном оборудовании;
- на суше объектов с «официальными» полноценными 4D сейсмическими съемками в России практически нет, имеются лишь отдельные опытно-методические исследования по сопоставлению последовательных сейсмических съемок на небольших участках месторождений.

В то же время в России начинают понимать важность таких исследований и на официальном экспертном уровне Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) принимать соответствующие документы [Методические рекомендации..., 2023]. В конце 2024 г. на рассмотрение экспертно-технического совета ГКЗ поступили еще одни рекомендации по 4D сейсморастворке с донными станциями, которые находятся на стадии изучения.

Правильно поставленные работы по сейсмомониторингу могут сэкономить недропользователям существенные средства при эксплуатации месторождения, а в ряде случаев и снизить экологическую нагрузку на геосреду.

ЧТО ТАКОЕ 4D СИГНАЛ?

Обычно перед постановкой повторных 3D сейсмических съемок проводят моделирование так называемого прогнозного 4D сигнала, чтобы оценить целесообразность сейсмического мониторинга в конкретных сейсмогеологических условиях данного месторождения. Сигнал 4D может представлять собой любое изменение сейсмической записи по сравнению с предыдущей сейсмической съемкой 3D. В простейшем случае это разница между волновым полем, полученным по базовой съемке до начала разработки месторождения, и изменившимся волновым полем, полученным по мониторинговой съемке через определенный промежуток времени.

Важнейшими исходными данными для 4D анализа в большинстве случаев являются «куб временных сдвигов» и «куб 4D амплитуд». Первый получают

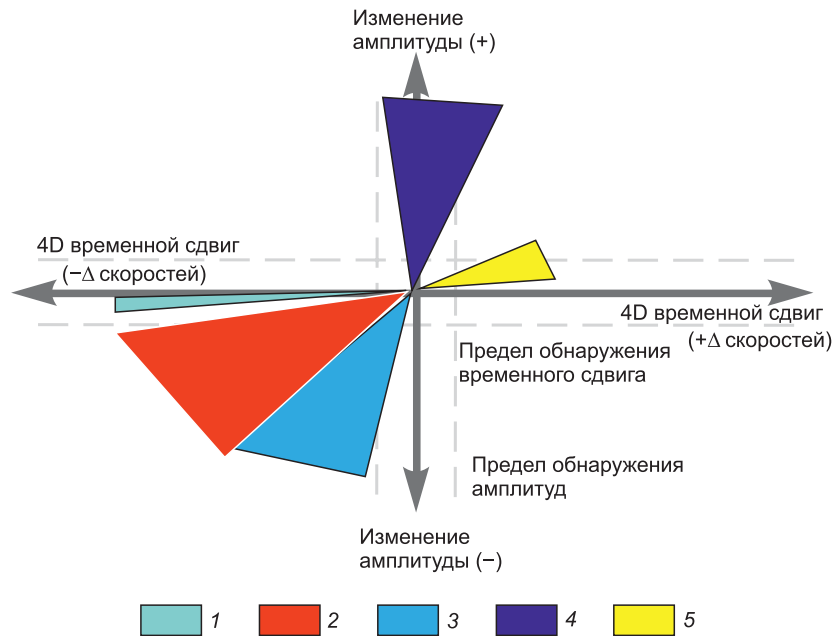


Рис. 1. Пример влияния пластовых условий на изменение амплитуд сигнала и сейсмических скоростей в процессе разработки залежи [Foreste et al., 2012]. $P_{пл.}$ – пластовое давление. 1 – литостатическое давление; 2 – повышение $P_{пл.}$; 3 – закачка газа; 4 – заводнение; 5 – снижение $P_{пл.}$.

при выполнении временной увязки кубов базовой и мониторинговой съемок, используя кросскорреляцию. При этом полученный куб временных сдвигов может быть использован и как 4D атрибут, который характеризует накопленные изменения сейсмических скоростей. Куб 4D амплитуд рассчитывают после первой процедуры – увязки базового и мониторингового кубов по времени. Полученные два куба, по сути, характеризуют весь основной спектр изменений: сейсмические скорости и амплитуды, и именно совокупность этих факторов лежит в основе 4D анализа. Эффект основан на изменении отражающих способностей толщи при меняющихся пластовых условиях в результате разработки. Это может быть замещение нефти или газа водой, высвобождение растворенного газа из нефти в результате падения пластового давления, изменение порового давления и т. д.

4D сигнал может проявляться и в других параметрах сейсмозаписи, в зависимости от сейсмогеологических условий и сроков от начала разработки: амплитудах, скоростях сейсмических волн, акустических импедансах, AVO-атрибутах и т. д. [Ampilov et al., 2019]. Пока недостаточно внимания в данном контексте уделяется параметрам неупругого поглощения энергии [Ampilov, Oblogina, 1982], но это, видимо, дело ближайшего будущего.

Так, замещение нефти или газа водой в интервале коллектора, как правило, вызывает рост акустического импеданса с течением времени (положительный 4D сигнал). Расширение газовой шапки в результате закачки попутного газа в пласт, наоборот, снижает акустический импеданс (отрицательный 4D

сигнал). Сопутствующее уменьшение сейсмических скоростей может приводить к отрицательным временным сдвигам.

Похожие изменения свойств могут иметь место при увеличении пластового давления, когда более вероятны отрицательные временные сдвиги. Но чаще всего ограничиваются исследованием амплитуд 4D сигнала, поскольку расчеты импедансов на основе сейсмических инверсий содержат в себе много дополнительных неопределенностей и допущений по сравнению с обычным временным разрезом, а, значит, в них могут появиться ложные аномалии и артефакты, не обусловленные изменениями в среде в результате разработки пласта. При длительных перерывах между съемками могут отмечаться и небольшие сдвиги во временах отражения, обусловленные изменением скоростей в продуктивной толще при смене типа флюида, о чем говорилось выше, однако такие сдвиги редко превышают один-два дискрета сейсмической записи. При этом форма сигнала может меняться так, что это бывает заметно во временной и отчасти в спектральной областях.

Трудно подобрать теоретическое описание 4D сигнала в каждом конкретном случае, поэтому все практические результаты в этой области чаще всего основываются на выявлении эмпирических закономерностей по кроссплотам, на которых по одной оси изображены какие-либо пластовые параметры, а по другой – различные атрибуты смоделированного сигнала. Так, на рис. 1 в координатах время–амплитуда схематично представлены возможные эффекты в сейсмозаписи при различных изменениях в резер-

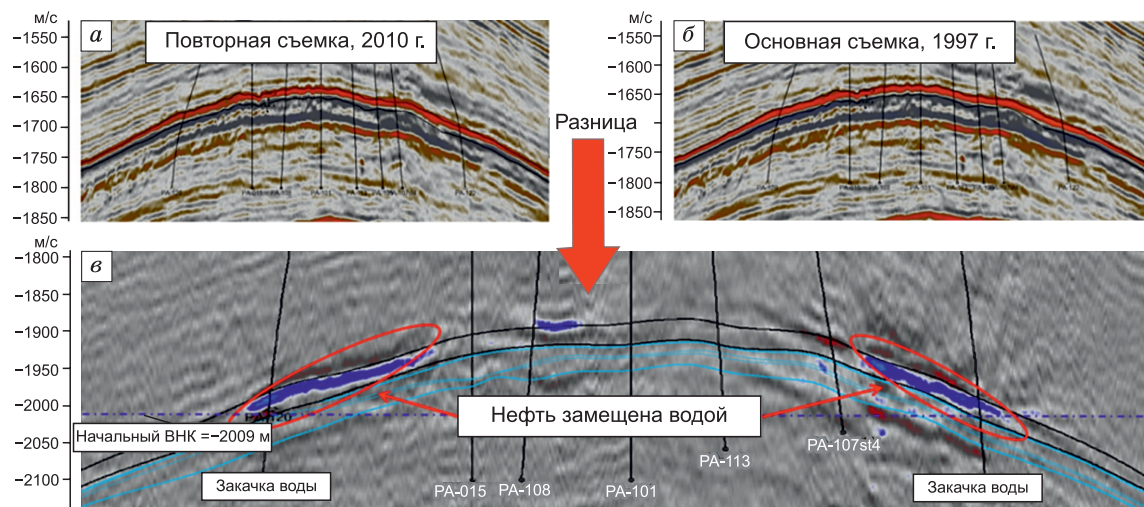


Рис. 2. Базовая и повторная съемка, результат их вычитания = сигнал 4D. Синим цветом показаны области аномально-го 4 D сигнала на разностном временном разрезе. Здесь и на рис. 7: ВНК – водонефтяной контакт.

вуаре на примере Астохского месторождения на о. Сахалин [Foreste et al., 2012].

По горизонтальной оси отложены изменения по времени регистрации отраженного сигнала, а по вертикальной – амплитудные изменения. В областях заводнения залежи увеличивается амплитуда отражения при неизменности временных характеристик. В области повышения пластового давления $P_{пл}$ при закачке жидкости немного уменьшается амплитуда и наблюдаются задержки времени регистрации, и, наоборот: в области интенсивного отбора продукции при относительно пониженном пластовом давлении отмечаются положительные сдвиги во времени регистрации с незначительным ростом амплитуды. При обратной закачке газа в пласт происходит заметное изменение амплитуды в отрицательную сторону. Существуют, бесспорно, пороги чувствительности параметров к изменению свойств в резервуаре с течением разработки (см. рис. 1, серые штриховые линии).

Похожие эффекты наблюдаются и на других месторождениях. Возможно дополнительное использование AVO-инверсии (угловых сумм) для выделения эффектов в залежи, а также других распространенных инструментов количественной сейсмической интерпретации [Ampilov, 2010a].

На рисунке 2 приведен пример 4D сигнала в виде разности временных разрезов, полученных при базовой и мониторинговой 3D съемках после нескольких лет разработки на Астохском участке проекта «Сахалин-2». Отчетливо видно, что в неразрабатываемой части разреза 4D сигнал находится на уровне шума, в то время как в области добычи 4D сигнал имеет существенную амплитуду [Ампиров, 2013].

Понятно, что в различных сейсмогеологических условиях отклики 4D тоже будут разными. При этом всегда требуется проделать большую работу, чтобы

выделить эти эффекты, включая согласованную сейсмическую обработку съемок разных лет. Поэтому проведению последующих съемок, как правило, предшествует моделирование 4D сигнала, на основании которого принимается решение о целесообразности сейсмомониторинга на данном месторождении.

Такое моделирование выполняется в несколько этапов, каждый из которых является весьма трудоемким [Ampilov, 2010b; Aristarkhov et al., 2016]. Первоначально проводится петроупругое моделирование на основе анализа образцов керна и данных ГИС по скважинам. Оценивается минеральный состав пород коллектора, упругие свойства компонент, затем рассчитываются плотности с учетом компонентного состава, после чего по довольно сложным соотношениям оцениваются скорости продольных и поперечных волн v_p и v_s . Затем анализируются сценарии замещения в нефти или газа в порах коллектора пластовой водой либо закачиваемыми иными агентами или утилизированным газом, а также сценарии изменения пластового и порового давления от времени разработки залежи. После этого, используя расчетные коэффициенты отражения по данным ГИС, строят одномерные модели суммотрасс путем свертки с модельными сигналами. По мнению авторов статьи, эта общеизвестная и популярная методика в настоящее время изжила себя, поскольку исходит из неверных предположений о наличии в среде только монотипных продольных однократных волн, распространяющихся вертикально, причем в лучевом приближении. Последние исследования показали [Ампиров и др., 2024, 2025; Ботвин и др., 2024], что такие допущения кардинальным образом искажают финальный синтетический временной разрез, и это может приводить к недостоверным выводам и ошибкам в расчетных сценариях 4D.

Исходя из этого, рекомендуется при моделировании 4D сигнала применять современные отечественные методы полноволнового трехмерного моделирования [Ампилов и др., 2024].

МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ 4D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

На текущий момент 4D сейсморазведка с активными источниками возбуждения имеет наибольшее распространение в морских условиях, нежели на суше [Ампилов, 2015]. С одной стороны, это обусловлено более благоприятными условиями в море для получения 4D сигнала, поскольку условия возбуждения и регистрации здесь существенно более стабильны по сравнению с сухопутными. С другой стороны, в России 4D проекты начинались на шельфе о. Сахалин, на совместных предприятиях с иностранными партнерами, выступавшими операторами и заказывавшими такие работы.

Существуют три основных варианта технологии проведения сейсмических исследований 4D на морских месторождениях:

- 1) последовательное выполнение обычных съемок 3D с буксируемой косой;
- 2) выполнение регулярных съемок с донными кабелями или донными станциями;
- 3) инсталляция донной оптоволоконной (или иной) системы с датчиками 4C на весь период разработки месторождения.

Кроме этого, в последнее время развиваются локальные системы 4D вертикального сейсмического профилирования (ВСП) на основе измерений сигнала в скважинах.

Периодичность повторных съемок может быть разной, в зависимости от темпов добычи и сейсмогеологических условий. Так, на месторождении Валхал в Северном море они проводились ежеквартально, а на Астохском участке проекта «Сахалин-2» – с интервалом более 10 лет.

Если изначально предполагается выполнять повторные съемки 4D, то стараются при первой (базовой) съемке 3D подобрать оптимальные системы на-

блюдений и регистрации, которые в будущем не сложно повторить. Но чаще всего необходимость в повторных съемках возникает уже через несколько лет после начала эксплуатации месторождения, и тогда приходится выполнять различные процедуры в обработке данных, чтобы привести материалы к сопоставимым амплитудно-частотным характеристикам (АЧХ), что удается не всегда. Этот процесс приведения, объединяющий разнообразные методы обработки, иногда называют кросс-эквипализацией [Rickett, Lumley, 2001]. В последние годы стали появляться попытки осуществлять эти процедуры с помощью глубокого обучения нейронных сетей, не прибегая напрямую к сейсмической обработке [Alali et al., 2020].

Например, при последовательных морских съемках 3D с буксируемыми косами при движущемся судне никогда не удастся в точности зарегистрировать сигнал при тех же самых положениях источника и приемника, которые были в предыдущих съемках. На это накладываются шумы буксировки кос, которые ухудшают условия обнаружения изменений в параметрах сейсмического волнового поля, обусловленных факторами разработки. Все это требует упомянутых выше специальных дополнительных приемов при обработке сейсмических данных съемок разных лет на одной и той же площади, которые не всегда компенсируют ухудшение качества данных [Ампилов и др., 2018].

От таких недостатков в основном свободны методы, основанные на регистрации сейсмических сигналов донными станциями (рис. 3, б). Более того, в большинстве случаев они позволяют зарегистрировать не только изменение давления, как в предыдущем случае с буксируемыми стандартными морскими косами, но и компоненты смещения (X , Y , Z) для регистрации поперечных/обменных волн, поскольку, кроме гидрофонов, снабжены соответствующими датчиками. В совокупности все это позволяет обнаруживать более слабые изменения в волновом поле, связанные с разработкой залежи, повышая порог чувствительности всей системы. Как результат, за-

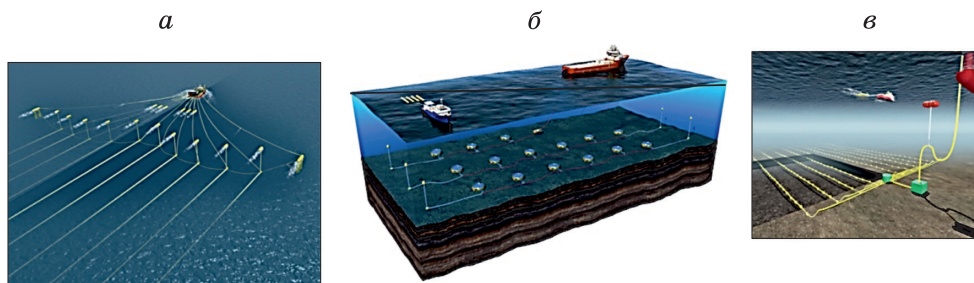


Рис. 3. Способы выполнения 4D сейсморазведки в морских условиях. *а* – обычные последовательные 3D съемки с косами; *б* – последовательные 3D съемки с 4C донными станциями; *в* – инсталляция донной системы 4D 4C на весь срок добычи.

метить такие эффекты можно даже через довольно короткие периоды времени при условии, что разработка залежи ведется довольно интенсивно. Есть много положительных примеров таких работ в мировой практике (месторождения Драуген, Гулфакс, Хальфдан и др.). Один из наиболее длительных проектов по времени наблюдений – месторождение Валхал в Северном море, разрабатываемое компанией British Petroleum. Его освоение началось в 1982 г. при величине оценочных запасов около 35 млн т нефти. Первые 23 года происходило постоянное истощение добычи. В 2003 г. было принято решение начать сейсмические работы 4D. На дне было размещено 125 км кабелей с 2304 группами четырехкомпонентных приборов, и начались планомерные сейсмические съемки с частотой один раз в полгода [van Gestel et al., 2008]. В результате успешного осуществления этого проекта была оптимизирована программа бурения нагнетательных и добывающих скважин, увеличены темпы добычи, сокращены расходы на бурение и, как косвенный результат тщательных многократных съемок, выявлены дополнительные участки месторождения, что кратно повысило его запасы в целом по сравнению с оцененными первоначально.

Основным недостатком сменяемых донных систем является низкая производительность работ, связанная с большим количеством спускоподъемных операций. Оставить их постоянно на дне на длительный срок проблематично в связи с ограниченным ресурсом автономного электропитания, нахождением в соленой воде под давлением с большой вероятностью электрических утечек, а также затруднениями в оперативном извлечении зарегистрированной информации. Отчасти те же проблемы существуют и с обычными донными кабелями.

Поэтому для 4D сейсморазведки наиболее подходят стационарные донные системы на основе оптоволоконных кабелей и специальных оптических датчиков, которые преобразуют сейсмический сигнал в изменение интенсивности светового потока (см. рис. 3, в). Система заглубляется в придонном слое осадков на весь срок добычи, благодаря чему точки измерения не меняют своего местоположения, шумы буксировки отсутствуют, что позволяет зарегистрировать малейшие изменения в форме и амплитуде сейсмического отклика. Но при всех своих преимуществах это дорого при инсталляции, и компании не всегда идут на такие дополнительные затраты. Справедливости ради стоит сказать, что все последующие съемки с такой системой будут дешевыми, поскольку потребуется лишь небольшое и недорогое судно-источник, в то время как система регистрации сигналов может располагаться не на дорогостоящем судне, а на добычной платформе или береговом комплексе.

Системы 4D сейсмического мониторинга с применением оптоволоконных измерений были впервые опробованы в 2007–2008 гг. в Северном море на ме-

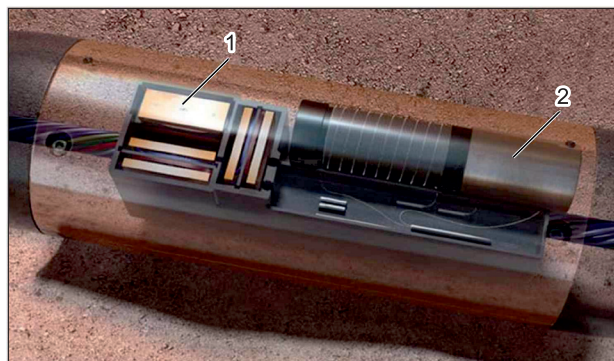


Рис. 4. Четырехкомпонентный датчик в стационарной донной оптоволоконной системе OPTOSEIS™ [Ampilov et al., 2019]: 1 – акселерометры X, Y, Z; 2 – гидрофон.

сторождениях Сноппе и Экофиск [Bertrand et al., 2014; Разин и др., 2018]. Использовалась специально созданная для этого норвежская система Optowave с уникальным по тем временам волоконно-оптическим сейсмоприемником. Один из лучших примеров использования локальных сетей того времени, не требующих электропитания оптических сейсмоприемников, является, по-видимому, система EkofiskLoFS, созданная в 2010 г. норвежской компанией Optoplan [Barkved, 2012]. Мониторинговые съемки на ней проводились раз в полугодие.

Другая специальная система мониторинга на основе оптоволоконных технологий – OPTOSEIS™ – использовалась норвежской компанией PGS. Специальные четырехкомпонентные датчики (X, Y, Z и давление P, рис. 4), объединенные оптоволоконными кабелями в единую сеть, размещаются на дне при глубине моря до 3000 м и могут оставаться там на весь период эксплуатации месторождения. Принцип измерения основан на отражении прошедшего по оптоволокну светового сигнала от зеркал внутри датчика и его регистрации на специальных носителях на специальной станции, расположенной на эксплуатационной платформе или береговом комплексе [Ampilov et al., 2019]. Отсутствие каких-либо электрических соединений в подводной части и необходимости электропитания датчиков делает систему абсолютно надежной и долговечной, а стабильные условия регистрации позволяют уловить слабые сигналы, связанные с изменениями в залежи. Периодичность съемки в данном случае любая, так как для ее проведения требуется лишь небольшое судно-источник, затраты на которое невелики.

В схеме соединения датчиков предусмотрено, что обрыв кабеля от внешнего воздействия в каком-либо месте не приводит к выходу из строя площадной регистрирующей системы. Первый положительный опыт производственного применения такой оптоволоконной системы отмечается на месторождении Джубарте, расположенном на восточном шельфе

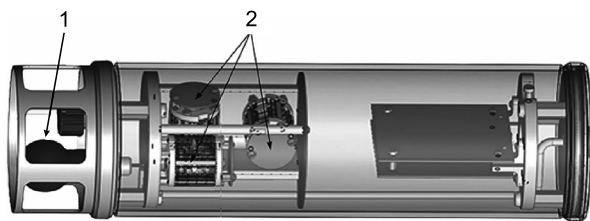


Рис. 5. Общий вид регистрирующего четырехкомпонентного сейсмического модуля. 1 – молекулярно-электронный гидрофон; 2 – молекулярно-электронные X-, Y-, Z-датчики [Головин и др., 2019].

Бразилии при глубине воды 1700 м [Ампилов, Батурин, 2013].

Однако в нынешних санкционных условиях все эти зарубежные достижения недоступны для российских компаний. Поэтому, изучив успешный зарубежный опыт сейсмического мониторинга, специалисты Московского физико-технического института (МФТИ) несколько лет назад приступили к созданию геофизической распределенной информационно-измерительной системы постоянной инсталляции, которая позволила бы вести как пассивный, так и активный мониторинг разрабатываемых месторождений углеводородов на иных принципах регистрации сигналов, но с передачей информации по оптоволоконным каналам. До сих пор подобных систем отечественного производства не было [Головин и др., 2019].

Передовым техническим решением стало применение в создаваемой системе разработанных в МФТИ сейсмических высокочувствительных широкодиапазонных датчиков нового поколения на физических принципах микромолекулярного переноса (рис. 5). В отличие от традиционных сейсмодатчиков, их молекулярно-электронные аналоги используют жидкую инерциальную массу, являющуюся одновременно и рабочим телом сенсора. Чувствительный элемент представляет собой систему образующих решетку микроэлектродов, которые преобразуют переменный поток рабочей жидкости, вызванный силами инерции, в вариации межэлектродного электрического тока. Как видно, он принципиально отличается от датчика OPTOSEIS (см. рис. 4).

Но, как часто бывает с новыми идеями и проектами, внедрение системы по факту идет очень тяжело. Тем не менее компания ТНГ-групп в сотрудничестве с МФТИ заявила о планах масштабирования такой системы в ближайшем будущем [ИнтерЭнерго, 2024].

ОБЪЕКТЫ 4D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В РОССИИ

Авторы статьи тщательно изучили те немногие публикации о выполненных в России работах по сейсмомониторингу разрабатываемых месторождений, включая доклады на конференциях различного уровня, а также производственные отчеты и эпизодиче-

скую информацию в СМИ. На этом основании удалось выявить практически все основные объекты, на которых проводились такие работы. Далее приведен краткий пообъектный анализ результатов этих работ.

Сейсмомониторинг на шельфе. Морские объекты сейсмомониторинга в России расположены преимущественно на северо-восточном шельфе о. Сахалин (рис. 6).

Пильтун-Астохское месторождение. Первая базовая 3D съемка была выполнена в 1997 г. на Астохском участке проекта «Сахалин-2», а повторная, сделавшая ее вариантом 4D, только в 2010 г., спустя 13 лет [Ампилов, 2013]. Оператором проекта добычи была англо-голландская компания Shell, а непосредственным исполнителем сейсмических съемок – норвежская компания PGS, в которой первый соавтор статьи работал впоследствии до 2017 г. [Ампилов, Батурин, 2013]. На рисунке 2 представлены примеры сечений кубов 3D по каждой из этих съемок после их приведения с помощью сейсмической обработки к общей АЧХ. На первый взгляд, разрезы не различа-



Рис. 6. Схема расположения месторождений проектов «Сахалин-1, 2, 3» с участками работ 4D. 1 – сейсморазведка 4D; 2 – месторождения углеводородов; 3 – лицензионные участки (ЛУ) с сейсморазведкой 4D.

ются, но после вычитания одного из другого (см. рис. 2, в), отчетливо видно, что разница есть. Она связана с закачкой воды в пласт через нагнетательные скважины для поддержания пластового давления при вытеснении нефти водой. Специалисты ООО «Сахалинская энергия» провели глубокие исследования полученных результатов и сопоставили их с промышленными данными по эксплуатационным скважинам. Это позволило закартировать зоны распространения воды, учесть полученные результаты в фильтрационной модели месторождения и определить места для бурения дополнительных нагнетательных скважин [Foreste et al., 2012]. В целом данный проект признан весьма успешным, и работа над его усовершенствованием продолжается, как и последующие мониторинговые съемки, которых к настоящему моменту выполнено уже четыре.

В 2018 и 2022 гг. на этой площади были проведены еще две съемки 3D, по результатам которых компания ООО «Сахалинская энергия» выполняла различные виды инверсии: акустическую и упругую [Гафаров и др., 2023]. Результаты заметно отличаются от предыдущих, но совершенно очевидно, что эффекты от разработки залежи присутствуют (рис. 7). В связи с этим следует упомянуть, что различные виды 4D сейсмической инверсии – это новый быстроразвивающийся тренд в зарубежной прикладной науке и практике [Mur, Gunning, 2024].

Отдельные результаты сейсмомониторинга 4D на данном месторождении опубликованы в нескольких работах [van der Veen, Cheremisina, 2016; Дашков и

др., 2022; Береснев и др., 2023; Баранов и др., 2024; Хабаров и др., 2024]. Полномасштабные исследования продолжаются и сейчас.

Лунское месторождение (см. рис. 6) является одним из самых крупных, разрабатываемых в рамках проекта «Сахалин-2», но, в отличие от предыдущего примера, здесь главным продуктом добычи является природный газ, в связи с чем основное влияние на 4D сигнал оказывает уменьшение со временем пластового давления. Ранее оператором проекта была компания Shell, вышедшая из него под влиянием санкций. В результате оставшемуся ключевому акционеру ПАО «Газпром» пришлось самостоятельно продолжать добычу на импортном изношенном оборудовании, равно как и вести контроль за разработкой. Поэтому и сейсмомониторинг 4D придется далее проводить самостоятельно, что и запланировано на ближайшие годы. На текущий момент на месторождении выполнены 3D сейсмические съемки в 2015, 2018 и 2022 гг., причем последние – с использованием сменяемых донных станций, что существенно отличается от вышеприведенного примера сейсмомониторинга на Пильтун-Астохском месторождении, где использовались 3D сейсмические съемки с буксируемыми косами.

Полученные результаты позволили выполнить пространственное картирование зон повышения акустической жесткости и оценку скорости подъема газовой контактной (ГВК) по всей площади месторождения, которая неравномерна и варьирует от блока к блоку [Петрова, Накацукаса, 2021]. Также по

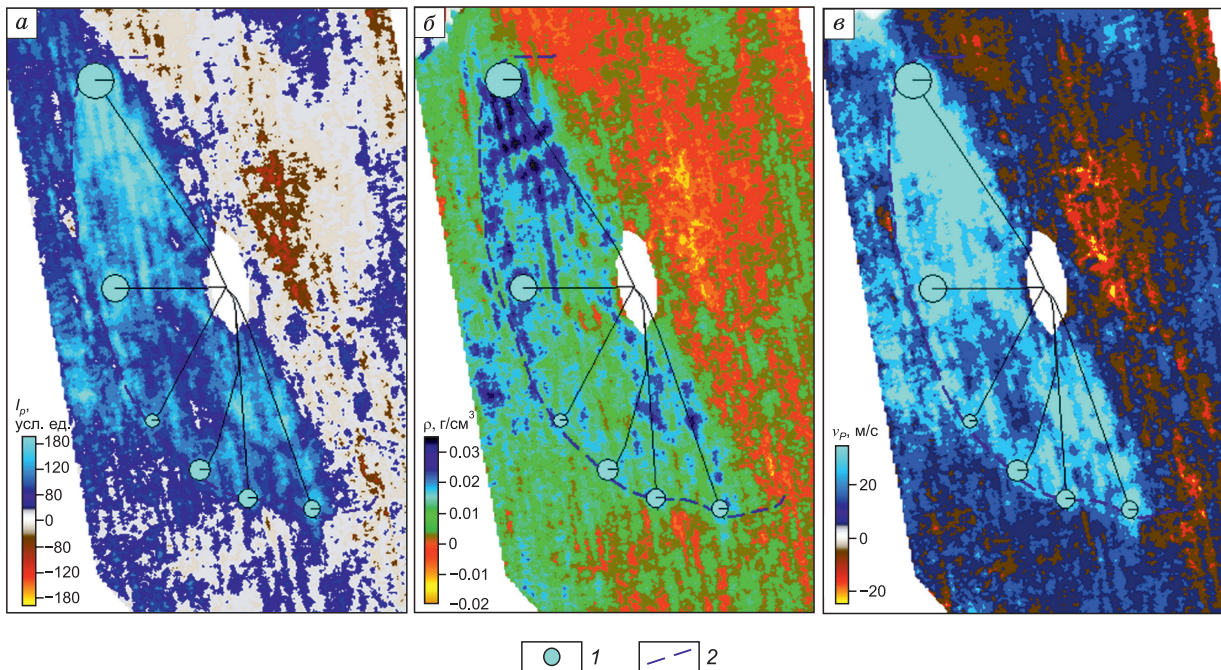


Рис. 7. Пример изменений в акустическом импедансе (а), плотности (б) и скорости продольных волн (в) с 2018 по 2022 г. по результатам упругой сейсмической инверсии [Гафаров и др., 2023]. 1 – нагнетательные скважины; 2 – контур ВНК. Размер кругов пропорционален объему закачанной жидкости через соответствующие нагнетательные скважины, расположенные по периметру внешнего контура ВНК.

данным 4D отмечены латеральные перетоки пластовой воды между блоками через тектонические нарушения, ведущие к обводнению блоков не только на флангах, но и в присводовых частях, примыкающих через разлом к блокам, находящимся гипсометрически выше. Полученные данные были использованы для уточнения геолого-гидродинамической модели. Кроме этого, была пересмотрена и уточнена программа оптимизации разработки месторождения, определены и обоснованы первоочередные скважины-кандидаты на проведение ГИС-контроля и водоизоляционных работ, оптимизирована стратегия застройки боковых стволов [Голушко и др., 2021].

В последнее время активизировались работы 4D и на участках проекта «Сахалин-1», на котором основным оператором после ухода иностранных компаний в 2022 г. стала ПАО НК «Роснефть». Сейсмомониторинг 4D на основе повторных съемок 3D с буксируемыми косами проводился на трех основных месторождениях проекта: Чайво, Аркутун-Даги и Одопту в разные годы (см. рис. 6). Основными продуктивными отложениями здесь являются терригенные пласты миоценового возраста, сформировавшиеся в мелководно-морских условиях, залегающие в интервале глубин от 1000 до 3500 м. Главные особенности волновой картины на этих объектах, а также динамические параметры сейсмозаписи проанализированы в публикации [van Gestel et al., 2008].

Месторождение Чайво (см. рис. 6), открытое в 1979 г., начало разрабатываться с 2005 г., и к настоящему времени там работает более 70 эксплуатационных субгоризонтальных скважин с большим отходом от вертикали, пробуренных с удаленной береговой площадки «Ястреб» и платформы «Орлан». Содержит 11 продуктивных пластов в интервале 1150–2920 м. По результатам моделирования 4D сигнала, выполненного ранее компанией ExxonMobil, установлено, что наибольшая чувствительность по акустическому импедансу имеется к изменению водонасыщения, в то время как от газонасыщения эффект менее 4 %, что за пределами чувствительности метода.

Первая съемка 3D была выполнена в 1997 г., а последующие в 2015 и 2021 гг., последняя в объеме 323 км². Уже через год после начала эксплуатации, в 2006 г., началась закачка попутного газа в газовые шапки пластов для поддержания пластового давления. В итоге получилась достаточно сложная термодинамическая система с постоянно изменяющимися пластовыми условиями, что создало широкое поле для экспериментов с сейсмомониторингом, который здесь достаточно успешно применяется.

Месторождение Одопту-море (см. рис. 6), расположенное к северу от Пильту-Астохского при глубинах моря в 20–30 м, открыто в 1977 г., а начало разрабатываться в 2010 г. К текущему моменту там имеется более 20 эксплуатационных горизонтальных и наклонных скважин, пробуренных с удаленной бере-

говой площадки. По запасам оно несколько меньше Чайво, но при более сложном геологическом строении запасы рассредоточены на 15 продуктивных пластов, основным из которых по объему добычи является нефтяной пласт XXI-2.

Базовая съемка 3D была выполнена в 2015 г., а мониторинговая в 2019 г. в объеме 380 км². Для поддержания пластового давления в 2018 г. началась закачка воды в подошвенную часть, а затем попутного газа в газовые шапки пластов. Это потребовало проведения сейсмомониторинга для контроля за разработкой и заводнением. Моделирование показало, что газонасыщение более существенно влияет на изменение акустического импеданса в меньшую сторону, чем другие факторы. Фактически выделены зоны движения воды из водоносного горизонта (повышение импеданса) и газа из газовой шапки (уменьшение импеданса). Выделены, предположительно, зоны не вовлеченных в разработку запасов, в которых требуется дополнительное эксплуатационное бурение. В планах новая мониторинговая съемка в ближайшие годы.

Месторождение Аркутун-Даги (см. рис. 6), расположенное к востоку от Чайво, эксплуатируется сравнительно недавно – с 2015 г., и в настоящее время там работает около 30 горизонтальных и наклонных эксплуатационных скважин.

Содержит 19 залежей в 15 продуктивных песчано-алевролитовых пластах-коллекторах, залегающих на глубинах 1680–2800 м. Закачка воды для поддержания пластового давления началась с 2017 г., но, как показывает моделирование, значимые уменьшения в импедансе наблюдаются при увеличении газонасыщения, а при заводнении пластов – лишь небольшой рост до 5 %.

Базовая съемка 3D была выполнена в 2015 г., а мониторинговые в 2019, 2021 и 2024 гг., последняя в объеме 234 км².

В одном из важнейших продуктивных пластов на основе акустических импедансов выявлены зоны повышенных дебитов на западе месторождения и более низких на востоке. Отмечены основные направления движения фронта воды, а также зоны экранирования флюидных потоков, обусловленные непроницаемыми разломами. Кроме того, выявлены блоки, не охваченные разработкой, для которых потребуются дополнительные скважины.

В целом эти и другие полученные результаты можно считать успешными и весьма важными для планирования дальнейшей эксплуатации месторождения.

Кириновское газоконденсатное месторождение (см. рис. 6), открытое еще в 1992 г., входит в состав проекта «Сахалин-3», который сейчас полностью контролируется ПАО «Газпром». Долгое время оно не разрабатывалось, пока в 2008 г. интерес к нему не возобновился, и на нем была выполнена первая сейс-

мическая съемка 3D с целью уточнения геологического строения, оценки запасов и выбора точек заложения разведочных скважин. Однако эта съемка пока не послужила в качестве базовой для сейсмомониторинга, поскольку, с одной стороны, ее качество было не вполне достаточным для этих целей, а с другой, очень медленный темп его разработки еще не создал объективных условий для надежного выделения 4D сигнала.

В 2021–2023 гг. здесь, а также на соседнем Южно-Кирином месторождении, выполнялась новая сейсморазведка 3D4C с использованием многокомпонентных датчиков и гидрофонов. Проведена работа по оценке 4D эффекта, который обусловлен уменьшением пластового давления и газонасыщения, поскольку основная залежь в дагинских горизонтах миоцена не содержит нефти. Нефть есть по периферии соседнего крупного Южно-Кириномского месторождения, но в обозримой перспективе на нем будет вестись лишь добыча газа в опытно-методическом режиме, а, значит, о 4D сейсмомониторинге на нем пока речи не идет.

Месторождение Приразломное в Печорском море было первым на шельфе России, на котором в 1996 г. проводилась сейсморазведка 3D по упрощенной технологии с двумя буксируемыми косами. Поэтому и говорить о полноценном сейсмомониторинге 4D здесь еще рано. В то же время выполненная здесь в 2018 г. новая качественная сейсморазведка с донными станциями в объеме 425 км² позволяет приступить к моделированию возможного 4D сигнала и его оценке из сравнения со стартовой съемкой 1996 г. после соответствующих процедур выравнивания АЧХ обеих съемок. Учитывая, что разрабатываемая ос-

новная нефтяная залежь приурочена к карбонатным коллекторам, здесь можно ожидать весьма разнообразные эффекты от ее разработки, которая к тому же проводится с применением заводнения нагнетательными скважинами.

На месторождениях им. Корчагина и им. Филановского на шельфе Каспийского моря в период с 2010 по 2018 г. в ПАО «ЛУКОЙЛ» несколько раз обсуждалась постановка и проведение сейсморазведки 4D. Было даже выполнено предварительное 4D моделирование [Aristarkhov et al., 2016], но до полевых работ дело пока так и не дошло.

Юрхаровское газоконденсатное месторождение, разрабатываемое компанией ПАО «НОВАТЭК» в заливе Обская губа, также пополнило список объектов сейсморазведки 4D [Санин и др., 2018; Кузнецов, 2024]. Оно разрабатывается преимущественно горизонтальными и наклонными скважинами с береговой площадки. Здесь последовательно выполнялись съемки 3D в 2008 и 2018 гг. с использованием донных станций и кабельных систем.

За этот период месторождение выработано более чем на 60 %, поэтому 4D сигнал наблюдается вполне отчетливо. Так, сейсмический образ ГВК, присутствовавший в волновой картине в 2008 г., практически отсутствует 10 лет спустя (рис. 8).

Сейсмомониторинг 4D на суше менее распространен, чем на морских месторождениях, и этому есть два простых объяснения, которые лежат в экономической плоскости. Во-первых, производительность полевых морских сейсморазведочных работ многократно выше сухопутных. Например, современные 10–12-косовые суда могут выполнить 1000 км² 3D за 2–3 недели, а на суше для этого зачастую не

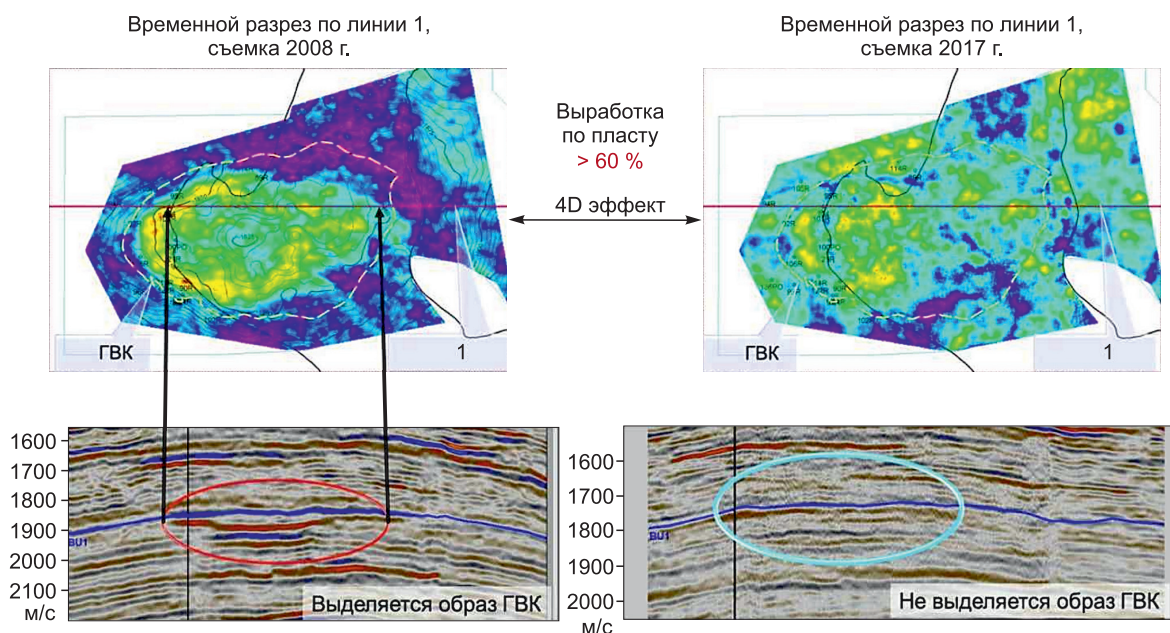


Рис. 8. Пример 4D эффекта на Юрхаровском месторождении [Санин и др., 2018].

хватит и целого сезона работы нескольких сейсмических отрядов. Во-вторых, на суше вместо 4D сейсмике иногда проще пробурить несколько наблюдательных контрольных скважин, так как они многократно дешевле морских.

Что касается сейсмических исследований 4D на разрабатываемых сухопутных месторождениях России, то этап их планомерного выполнения, к сожалению, так и не наступил, хотя отдельные попытки выполнить такие работы имели место. На сегодняшний день нам известно о трех из них.

Ново-Елховское месторождение нефти, расположенное на западном склоне Южного купола Татарского свода, открыто еще в 1956 г. Основная промышленная нефтеносность связана с терригенными и карбонатными отложениями верхнедевонского и каменноугольного возраста. На его небольшом участке площадью 34 км² в 2013 г. были проведены повторные сейсморазведочные работы 3D с соблюдением методики, сохранением технического оснащения и расположения на местности системы наблюдения, использованных при исследованиях ранее в 2011 г.

Основной целью работ являлись сопоставление и анализ изменения амплитудно-динамических и кинематических характеристик сейсмических данных, полученных в 2011 и 2013 гг. для оценки влияния процесса разработки месторождения на волновое поле.

Полученный полевой материал обработан в соответствии с графом 2011 г. В результате получен куб сейсмических данных. При визуальном сопоставлении волновых картин полученного куба и куба 2011 г. в целом, за исключением интервала продуктивных отложений, существенных различий не наблюдалось. Но после вычитания куба 2013 г. из куба 2011 г. и получения куба разности амплитуд наиболее интенсивные изменения зафиксированы в интервале терригенных отложений нижнего карбона в пределах

локальных амплитудных структур [Хисамов и др., 2014]. На участке залежи вблизи отражающего горизонта «У» зафиксировано понижение значений акустического импеданса относительно 2011 г., наиболее явные изменения приурочены к западной части северной вершины Ново-Елховской структурной зоны, где ведется более интенсивная разработка залежи нефти в отложениях бобриковского горизонта.

Авторы считают данный эксперимент успешным и намерены расширить область исследований [Dobrovolskaya et al., 2017].

Бованенковское месторождение, расположенное на п-ове Ямал, является одним из крупнейших в России по текущей добыче газа. Специальных работ по 4D сейсморазведке здесь не проводилось, но на одном из участков был поставлен эксперимент по возможности выявления 4D сигнала спустя 15 лет разработки. При этом работы 3D (база и монитор) различались как по методике проведения и источникам возбуждения (взрывы в одном случае и вибратор в другом), так и по большинству других параметров. Очевидно, что в таком случае вычсть один куб из другого невозможно, поскольку их АЧХ никак не совпадают. Тем не менее в 2024 г. была выполнена работа по приведению временных и амплитудно-частотных характеристик друг к другу, а именно кросс-эквализация (перекрестное выравнивание) – совокупность процедур, устраняющих систематические различия между съемками, которые возникают из-за неповторяющихся условий возбуждения и приема сигналов или различий в обработке. Для сухопутных технологий в отрасли пока не разработана стандартная схема кросс-эквализации. Работа по подбору графов обработки и вспомогательных процедур была довольно сложной и тщательной, но результат (в рамках магистерской работы А.Е. Добровольской, МГУ) можно считать положительным (рис. 9). Это вселяет

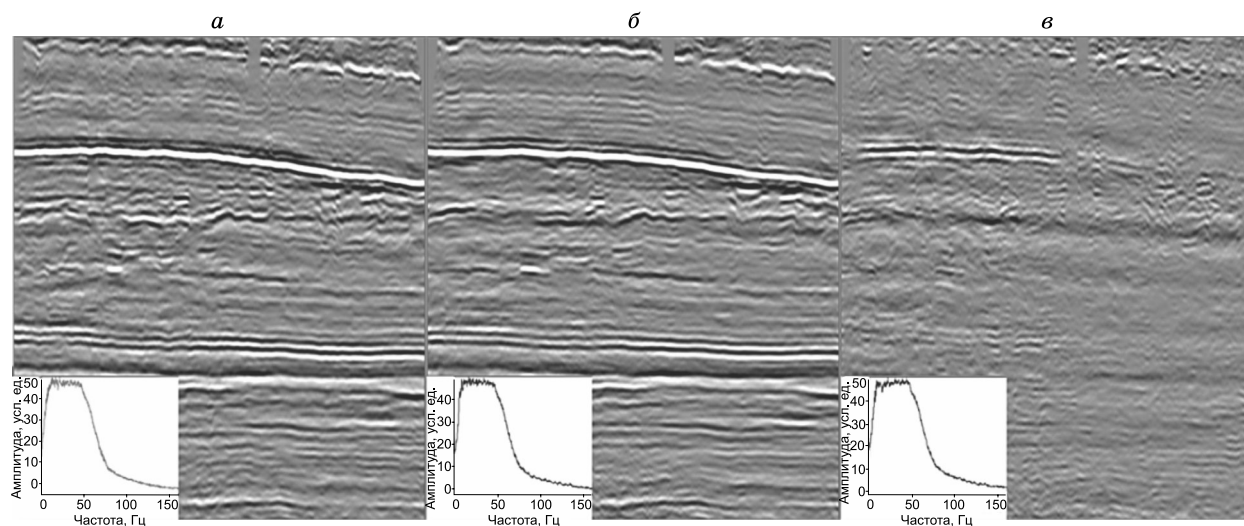


Рис. 9. Пример выделения 4D сигнала на участке Бованенковского месторождения для несопоставимых по параметрам 3D съемок. *а* – 2007 г.; *б* – 2022 г., *в* – 4 D сигнал. Рисунок из личного архива А.Е. Добровольской.

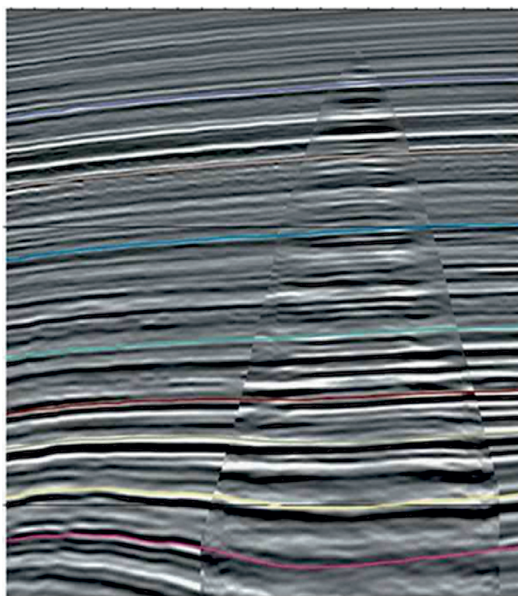


Рис. 10. Сопоставление обработанных данных оптоволоконного 3D ВСП (внутри треугольника) с фрагментом куба 3D ОГТ [Хабаров и др., 2024].

надежду, что такие эксперименты можно тиражировать, во всяком случае, при длительных перерывах между съемками, когда добыча существенно повлияет на изменение волновой картины.

Следует также упомянуть о важном комплексном эксперименте по сейсмическому мониторингу на Западно-Мессояхском месторождении, в котором сочетаются традиционная активная сейсморазведка с источниками возбуждения и пассивные наблюдения сейсмической эмиссии по площадной сети регистрирующих датчиков. Данные работы показали хорошую результативность при контроле качества удерживающей покрышки на месторождении, часть которого используется как подземное хранилище попутного газа [Пасынков и др., 2023; Тихонов и др., 2024].

Исследования 4D в скважинах: DAS-ВСП. Для случаев локального 4D мониторинга (в пределах ограниченной площади или определенного целевого интервала) следует упомянуть метод трехмерного вертикального сейсмического профилирования (3D ВСП). В настоящее время при строительстве современных морских скважин в них возможно размещение оптоволоконного кабеля, позволяющего регистрировать сейсмические волны, используя метод 3D DAS (Distributed Acoustic Sensing – распределение акустических сенсоров). Регистрация 4D DAS ВСП данных может осуществляться как одновременно с данными 3D/4D сейсморазведки МОГТ, так и отдельно с более плотной сеткой пунктов взрыва. Это можно проводить чаще по времени в случае интенсивной добычи (при необходимости 1–2 раза в год).

Месторождения в России, на которых проводился сейсмомониторинг 4D

Месторождение	Регион	Технология	Годы 3D съемок	Недропользователь, примечание
Пильтун-Астохское	Шельф Сахалина	Буксируемые косы	1997, 2010, 2018, 2025	Проект «Сахалин-2», ООО «Сахалинская энергия» (ПАО «Газпром» и партнеры)
Лунское	»	Буксируемые косы (2015), донные станции 4С (2018)	2015, 2018, 2022, 2025 (?)	»
Чайво	»	4–12 буксируемых кос	1997, 2015, 2021, 2026 (?)	Проект «Сахалин-1» (ПАО НК «Роснефть» и партнеры)
Одопту	»	»	2015, 2019, 2027 (?)	»
Аркутун-Даги	»	»	2015, 2019, 2021, 2024	»
Кириновское	»	Буксируемые косы, донные станции 4С	2009, 2021–2022	Проект «Сахалин-3», ПАО «Газпром»
Приразломное	Печорское море	Буксируемые косы, донные станции	1996, 2018	ПАО «Газпромнефть»
Имени Филановского	Северный Каспий	Выполнялось лишь 4D моделирование без полевых работ	2010–2018	ПАО «ЛУКОЙЛ»
Юрхаровское	Обская губа	Система донных кос	2008, 2018	ПАО «НОВАТЭК»
Ново-Елховское	Татарстан	Сейсморазведка на суше	2011, 2013	ПАО «ТАТНЕФТЬ» (ТНГ-группы)
Бованенковское	п-ов Ямал	»	2007, 2022, 2026 (?)	ПАО «Газпром»
Западно-Мессояхское	Север Западной Сибири	Высокоплотная сейсмика 2D + пассивная сейсморазведка на ПХГ	2021–2023	АО «Мессояханефтегаз»
Несколько месторождений	Шельф, Сибирь, Волго-Урал и др.	Наблюдения в скважинах на оптоволоконных носителях: 4D DAS ВСП	После 2016-го г.	Многие компании

Технология измерений не столь сложна. Требуется на время съемки заменить в скважинах температурные датчики на сейсмоакустические [Береснев и др., 2023]. При этом локальная волновая картина, полученная по 3D ВСП, хорошо согласуется с обычной сейсморазведкой 3D МОГТ (рис. 10). Примеров таких наблюдений уже достаточно много, в том числе и в России [Хабаров и др., 2024; Баранов и др., 2024].

Мы рассмотрели основные методы и принципы сейсморазведки 4D, а также все известные на сегодня случаи применения сейсмомониторинга 4D в России.

В таблице приведены месторождения в России, на которых проводились повторные сейсмические съемки 3D либо это декларировано в программе дополнительных исследований на ближайшие годы.

Есть еще ряд месторождений, на которых выполнялись повторные 3D съемки с целью улучшения качества материала либо запланированы или выполнены базовые съемки (Южно-Кириновское, Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Штокмановское, Аяшский участок и др.). Однако на них не начата добыча, в связи с чем говорить о сейсморазведке 4D на таких объектах преждевременно.

Кроме того, как мы указывали ранее, есть целая группа методов т. н. «пассивной» сейсморазведки, когда серия расставленных на поверхности сейсμοприемников «слушает» недра и по интенсивности эмиссии сигналов и направлениям их прихода пытаются определить динамику поведения тех или иных участков месторождений. Большинство этих методов имеет качественный характер и используется на коротких интервалах времени. Этой специальной теме посвящено немало опубликованных исследований, например, работа О.Л. Кузнецова и соавторов [2020] по методам СЛОЭ (сейсмическая локация очагов эмиссии), СЛБО (сейсмический локатор бокового обзора); АНЧАР (акустическая низкочастотная разведка). Однако данные технологии заслуживают отдельного внимания и анализа их возможностей в тех или иных сейсмогеологических условиях.

ВЫВОДЫ

Выполненный анализ позволяет сделать следующие основные выводы:

- эксплуатация месторождений нефти и газа сопровождается изменениями характеристик отраженного сейсмического сигнала, и это позволяет использовать периодические съемки 3D для мониторинга разработки и оптимизации эксплуатационного бурения;

- для проведения подобных исследований требуется большая подготовительная работа по моделированию сейсмического отклика среды на изменения в пласте и согласованию в процессе обработки амплитудно-частотных характеристик съемок разных лет с целью выделения 4D сигнала;

- дополнительные интерпретационные возможности могут быть получены при использовании 4D инверсии в благоприятных сейсмогеологических условиях в сравнении с анализом данных 4D амплитуд;

- российские добывающие компании на шельфе, несмотря на санкционное давление и уход многих иностранных компаний, смогли наладить сейсмомониторинг 4D на ключевых месторождениях своими силами, включая все стадии технологического процесса;

- следует более широко применять сейсмический мониторинг 4D в России при разработке как морских, так и сухопутных месторождений, планируя его еще на разведочном этапе, и этот тренд уже получает свое развитие в настоящее время.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают благодарность А.Е. Добровольской за материалы, предоставленные из личного архива.

ЛИТЕРАТУРА

- Ампилов Ю.П. (2013).** Мониторинг в четырех измерениях. 4D технологии для освоения углеводородных месторождений шельфа // Деловой журнал Neftegaz.RU, № 6 (18), с. 38–42 [Электронный ресурс]. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tekhnologii/618770-monitoring-v-chetyrekh-izmereniyakh-4d-tekhnologii-dlya-osvoeniya-uglevodorodnykh-mestorozhdeniy-she/>.
- Ампилов Ю.П. (2015).** Сейсморазведка на российском шельфе // Offshore, № 2, с. 26–33.
- Ампилов Ю.П., Батурин Д.Г. (2013).** Новейшие технологии сейсмического мониторинга 4D при разработке морских месторождений нефти и газа // Технологии сейсморазведки, № 2, с. 31–36.
- Ампилов Ю.П., Владов М.Л., Токарев М.Ю. (2018).** Технологии морской сейсморазведки в широком частотном диапазоне: проблемы и возможности // Сейсмические приборы, т. 54, № 4, с. 42–65.
- Ампилов Ю.П., Вершинин А.В., Левин В.А., Петровский К.А., Приезжев И.И., Штейн Я.И. (2024).** Полноволновое моделирование в сейсморазведке на основе цифровой геологической модели с использованием метода спектральных элементов // Геология и геофизика, т. 65, № 10, с. 1435–1445, DOI: [10.15372/GiG2024115](https://doi.org/10.15372/GiG2024115), EDN: JBTFSSX.
- Ампилов Ю.П., Вершинин А.В., Кунченко Д.С., Петровский К.А., Сафуанова К.Р. (2025).** Прогноз мощности тонких пластов с использованием сейсмического полноволнового моделирования // Вестник МГУ. Серия 4. Геология, № 1, с. 97–104, DOI: [10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-1-97-104](https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2025-64-1-97-104).
- Баранов К.В., Рыков А.П., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Черкашнев С.А., Королев А.Е., Кишкель И.В., Савина Н.М., Фролова В.А., Токарев Н.А., Шевченко А.А. (2024).** Финальные результаты обработки сейсмических данных 3D ВСП, зарегистрированных оптоволоконными измерительными системами (ОВИС) на Пильгун-Астохском месторождении // Геофизика, № 1, с. 2–14, DOI: [10.34926/geo.2024.84.73.001](https://doi.org/10.34926/geo.2024.84.73.001), EDN: VQWAVA.
- Береснев А.В., Хабаров А.В., Моисеенков А.В., Павлов Д.В., Попов А.А., Тимофеева О.В., Рыков А.В., Облеков Р.Г., Гафаров Т.Н. (2023).** Мониторинг целостности пластов-флюи-

- доупоров при разработке шельфовых месторождений // Геология и недропользование, № 1 (11), с. 24–36.
- Ботвин А.И., Ампилов Ю.П., Милентьева Е.А. (2024).** Применение современных технологий полноволнового моделирования для исследования влияния многолетнемерзлых пород на сейсмические построения // Геофизика, № 6, с. 83–88, DOI: [10.34926/geo.2024.32.16.010](https://doi.org/10.34926/geo.2024.32.16.010).
- Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Воробьев И.В., Глущенко Д.В., Тимофеева О.В., Рыков А.П., Лекомцев А.В., Теплоухов А.В. (2023).** Опыт использования акустической и синхронной (упругой) AVA-инверсии при разработке месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина (на примере месторождений проекта Сахалин-2 // Газовая промышленность, № 1 (843), с. 46–51.
- Головин С.В., Разин Ю.А., Курков С.В., Надеждин Е.Р. (2019).** Российский опыт и перспективы создания систем сейсмического 4D мониторинга // Геофизические исследования, т. 20, № 4, с. 52–64, DOI: [10.21455/gr2019.4.4](https://doi.org/10.21455/gr2019.4.4).
- Голушко А., Песотская Д., Мабруки Б., Петрова М., Гарипов А., Накатсукаса М., Береснев А. (2021).** Использование 4D сейсморазведки на Лунском месторождении для уточнения геолого-гидродинамических моделей и использование результатов для обоснования производственных решений // Геомодель-2021. Материалы 23-й конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа (г. Геленджик, 6–10 сентября, 2021 г.). М., ЕАГЕ Геомодель, с. 39–42, DOI: [10.3997/2214-4609.202157052](https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157052).
- Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Тимофеева О.В. (2022).** 4D-сейсморазведка как инструмент эффективного мониторинга разработки морских месторождений // Газовая промышленность, № 7 (835), с. 40–45.
- ИнтерЭнерго. (2024).** Найден способ повысить надежность шельфовой 4D-сеймики. [Электронный ресурс]. URL: <https://ieport.ru/news/666192-najden-sposob-povysit-nadezhnost-shelfovoj-4d-sejmiki> (дата обращения 22.02.2025).
- Кузнецов В.И. (2024).** Оценка 4D эффектов по результатам повторной сейсмической съемки 3D в пределах газоконденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, № 6, с. 79–90, DOI: [10.31660/0445-0108-2024-6-79-90](https://doi.org/10.31660/0445-0108-2024-6-79-90).
- Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Твердохлебов Л.И., Эльжаев А.С., Ризанов Е.Г., Колпаев С.О., Юров А.А., Вьюшкина М.В. (2020).** Инновационные технологии сейсморазведки для возрождения старых нефтедобывающих районов России // Neftegaz.RU, № 4 (100), с. 68–75.
- Марш Дж.М. (2004).** Применение сейсморазведки 4D при разработке месторождений. Геленджик, Геомодель, 74 с.
- Методические рекомендации по 4D-сейсмомониторингу разработки нефтегазоконденсатных шельфовых месторождений. (2023).** Утверждено протоколом № 27 заседания ЭТС ГКЗ от 06.10.2023 г. М., ГКЗ.
- Пасынков А.Г., Комаров В.С., Осипенко А.С. (2023).** Опыт эксплуатации ПХГ на Западно-Мессояхском месторождении // Геология и недропользование, № 3 (13), с. 90–97.
- Петрова М., Накацукаса М. (2021).** Интерпретация данных 4D сейсморазведки 2018 г. на Лунском месторождении (Охотское море, Сахалинская область, Россия) // Углеводородный потенциал Дальнего Востока 2021. Материалы 6-го научно-практического семинара. Южно-Сахалинск, Россия, 5–7 октября 2021 г. М., ЕАГЕ Геомодель, DOI: [10.3997/2214-4609.202158002](https://doi.org/10.3997/2214-4609.202158002).
- Разин Ю.А., Разин А.Ю., Головин С.В. (2018).** 4D сейсмический мониторинг нефтегазовых шельфовых месторождений акваторий северных морей с помощью донных регистрирующих систем // Научный аспект, № 4, с. 779–798.
- Санин С.С., Кузнецов В.И., Долгих Ю.Н., Татауров Д.С. (2018).** Оценка 4D эффектов по результатам повторной съемки в пределах акватории на газоконденсатном месторождении компании ПАО «НОВАТЭК» // ГеоБайкал 2018. Тезисы конференции, Иркутск, Россия, 11–17 августа 2018 г.
- Тихонов А.А., Пасынков А.Г., Ризанов Е.Г., Юров А.А. (2024).** Пример использования скважинных и наземных сейсмических наблюдений при мониторинге закачки газа в ПХГ // ГеоЕвразия-2024. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес. Труды VII Международной геолого-геофизической конференции. Тверь, ПолиПРЕСС, т. I, с. 241–246.
- Хабаров А.В., Береснев А.В., Рыков А.П., Тимофеев А.И., Таланкин А.К., Облеков Р.Г., Гафаров Т.Н. (2024).** Результаты практического применения и дальнейшие перспективы оптоволоконных технологий для мониторинга разработки шельфовых месторождений // Газовая промышленность, № 2 (866), с. 124–129.
- Хисамов Р.С., Харисов Р.Г., Екименко В.А., Добровольская Ж.К., Морковская Т.В., Нагимов Р.Р. (2014).** Новые технологии сейсмического мониторинга 4D при разработке Ново-Елховского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство, № 9, с. 90–92.
- Alali A., Kazei V., Altaf B., Zhang X., Alkhalifah T. (2020).** Time-lapse cross-equalization by deep learning, in: Proceedings of the EAGE 2020 Annual Conference & Exhibition Online (online, 8–11 December, 2020). European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, p. 1662–1665, DOI: [10.3997/2214-4609.202011720](https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011720).
- Ampilov Yu.P. (2010a).** Principles of multidimensional analysis of seismic attributes, in: From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, p. 77–137, DOI: [10.3997/9789462820050_ch_002](https://doi.org/10.3997/9789462820050_ch_002).
- Ampilov Yu.P. (2010b).** From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, 274 p., DOI: [10.3997/9789462820050](https://doi.org/10.3997/9789462820050).
- Ampilov Yu.P., Oblogina T.I. (1982).** A method for evaluating the attenuation from refraction data // Izv. Ross. Akad. Nauk, Fiz. Zemli., No. 10, p. 31–41.
- Ampilov Y.P., Terekhina Y.E., Tokarev M.Y. (2019).** Applied aspects of different frequency bands of seismic and water acoustic investigations on the shelf // Izv. Atmos. Ocean. Phys., v. 55 (7), p. 705–720, DOI: [10.1134/S0001433819070028](https://doi.org/10.1134/S0001433819070028).
- Ampilov Y.P., Vladov M.L., Tokarev M.Y. (2019).** Broadband marine seismic acquisition technologies: challenges and opportunities // Seism. Instr., v. 55 (4), p. 388–403, DOI: [10.3103/S0747923919040030](https://doi.org/10.3103/S0747923919040030).
- Aristarkhov A., Kerusov I., Miroshnichenko D. (2016).** Integration of Earth models in total seismic response for reservoir monitoring, in: Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences. Proceedings of the 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, Russia, 11–14 April, 2016). European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, p. 708–712, DOI: [10.3997/2214-4609.201600169](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600169).
- Barkved O.I. (2012).** Seismic surveillance for reservoir delivery. European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, 278 p., DOI: [10.3997/9789462820111](https://doi.org/10.3997/9789462820111).
- Bertrand A., Folstad P.G., Lyngnes B., Buizard S., Hoeber H., Pham N., Pierrepont S.D., Schultzen J., Grandi A. (2014).** Ekofisk life-of-field seismic: operations and 4D processing // The Leading Edge, v. 33 (2), p. 142–148, DOI: [10.1190/tle33020142.1](https://doi.org/10.1190/tle33020142.1).
- Boekholt M., Broker K., Bell D., Terwogt D. (2010).** 4D-seismic to support the Astokh Field development off-shore Sakhalin, in: Proceedings of the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (Moscow, Russia, 26–28 October 2010). SPE-135949-MS, DOI: [10.2118/135949-MS](https://doi.org/10.2118/135949-MS).

- Dobrovolskaya J.K., Ekimenko V.A., Morkovskaya T.K., Nagimov R.R. (2017).** New 4D seismic monitoring technologies applied during oilfield development, in: Proceedings of the Tyumen 2017 (Tyumen, Russia, 27–31 March, 2017). European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, p. 237–241, DOI: [10.3997/2214-4609.201700129](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201700129).
- van Gestel J.P., Kommedal J., Barkved O., Mundal I., Bakke R., Best K. (2008).** Continuous Seismic Surveillance of Valhall Field // The Leading Edge, v. 27 (12), p. 1616–1621, DOI: [10.1190/1.3036964](https://doi.org/10.1190/1.3036964).
- Foreste K., Robertson J., Boekholt M. (2012).** The experience and results of the first 4D marine seismic surveys in Russia on the Sakhalin shelf, in: Russia Offshore 2012. Proceedings of the 7th Annual Russia Offshore Conference (Moscow, 26–29 March, 2012), p. 23–26.
- Marsh J.M., Whitcombe D.N., Raikes S.A., Parr R.S., Nash T. (2003).** BP's increasing systematic use of time-lapse seismic technology // Pet. Geosci., v. 9 (1), p. 7–13, DOI: [10.1144/1354-079302-541](https://doi.org/10.1144/1354-079302-541).
- Mur A., Gunning J. (2024).** Time-lapse joint facies and impedance inversion: theory and North Sea case study examples, in: Proceedings of the Third EAGE Conference on Seismic Inversion (Napels, Italy, 14–16 October, 2024). European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, p. 183–187, DOI: [10.3997/2214-4609.202438048](https://doi.org/10.3997/2214-4609.202438048).
- Rickett J.E., Lumley D.E. (2001).** Cross-equalization data processing for time-lapse seismic reservoir monitoring data: a case study from the Gulf of Mexico // Geophysics, v. 66 (4), p. 1015–1025, DOI: [10.1190/1.1487049](https://doi.org/10.1190/1.1487049).
- van der Veen M., Cheremisina I. (2016).** Reservoir monitoring offshore Sakhalin, in: Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences. Proceedings of the 7th Saint Petersburg International Conference & Exhibition., Saint Petersburg, Russia Exhibition (Saint Petersburg, Russia, 11–14 April, 2016). European Association of Geoscientists & Engineers, Houten, p. 703–707, DOI: [10.3997/2214-4609.201600168](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600168).