

Несейсмические методы

Новые задачи морской электроразведки

The offshore EM challenge

Джонни Хестхаммер (Jonny Hesthammer)^{1,2} и Михаил Булаенко^{1,2}

Разведка углеводородов в море – сложное и дорогое дело. Вероятность попасть скважиной в залежь остается низкой, несмотря на значительные успехи, достигнутые сейсморазведкой за последние десятилетия в области сбор и обработки данных.

Отчасти это связано с тем, что вид данные сейсморазведки слабо связан с наличием жидкости. Немало открытий сделано в местах, где сейсморазведка, не давая указаний на присутствие углеводородов, показала лишь наличие структурных или стратиграфических ловушек. В других случаях плоские и яркие пятна были связаны с 5-10% - содержанием газа (то есть с некоммерческими запасами). Очевидно, любые средства повысить вероятность обнаружения окажутся весьма полезными для тех, кто занимается разведкой на нефть и газ.

В 2000 г. компания Statoil испытала концепцию применения морской электроразведки с контролируемым источником (marine controlled source electromagnetic – MCSEM, русский аналог – морские электромагнитные зондирования, ЭМЗ) для прямого поиска углеводородов в глубоководных районах (Eidesmo et al., 2002, Ellingsrud et al., 2002). Оказалось, что этот метод пригоден для обнаружения залежей с высоким, то есть, коммерческим (60-70% и более) содержанием углеводородов. В результате была основана компания ElectroMagnetic GeoServices (emgs), которая стала первой, кто успешно применяет морские ЭМЗ (под названием каротаж морского дна - Sea Bed Logging) для прямых поисков углеводородов на акваториях. Вскоре у emgs появились два конкурента, выполняющие такие работы на углеводороды методом морских ЭМЗ. Это были компании Offshore Hydrocarbon Mapping (OHM) и AGO/Schlumberger. Обе они, как и emgs, применяли подвижный горизонтальный электрический диполь (источник) с набором донных датчиков электромагнитного (ЭМ) поля.

Менее чем за три года со времени основания этих компаний по всему миру проведено более 100 исследований, многие из которых были заверены бурением. Сейчас идея использования ЭМ данных для прямого поиска углеводородов доказана, и многие считают ее внедрение коренным изменением в нефтяной отрасли, важнейшим за десятилетия. Крупные компании, ведущие разведку и добычу (в частности, Statoil, ExxonMobil и Shell) уже начали применять эту технологию, а меньшие компании работают над раскрытием потенциала морских ЭМЗ и методиками их применения в разведке. Таким образом, имеется возможность проявить себя для агрессивных новичков и первооткрывателей, таких как компания Rocksource,

первая добывающая компания, которая, имея большой опыт применения морских ЭМЗ, положила ЭМ методы в основу своей стратегии организации разведки и добычи.

Хотя успех морских ЭМЗ при прямых поисках углеводородов доказан, в отрасли еще не сформировалось общее мнение о развитии и полноценном использовании новой технологии. В этой работе обсуждаются некоторые аспекты конструкции аппаратуры, постановки работ, решения трех- и четырехмерных прямых и обратных задач, привлечения сейсмических и геологических данных, и, наконец, интеграции данных морских ЭМЗ в рабочий процесс компании. Если мы хотим полностью раскрыть потенциал морских ЭМ методов и применять их в более сложной обстановке и, в будущем, для мониторинга месторождений, эти важные аспекты следует принимать во внимание.

История и основы метода

Идея применения ЭМ данных для изучения разреза и поиска углеводородов не нова. В XX в. ЭМ методы широко применялись в рудной отрасли, гидрогеологии и геоэкологических исследованиях. Наземные варианты ЭМ методов не раз применялись при поисках нефти. В России, в частности, с применением ЭМ методов открыто крупнейшее в мире Уренгойское газовое месторождение (Kaufman and Keller, 1983). В морских работах ЭМЗ на сверхнизких частотах применялись при изучении океанских бассейнов и зон спрединга (Young and Cox, 1981; Chave and Cox, 1982, Webb et al., 1985, Sinha et al., 1990, Chave et al., 1991, Evans et al., 1994, Constable and Cox, 1996, MacGregor et al., 1998, 2001).

В прошлом из-за недостаточного качества аппаратуры и возможностей обработки данных морские ЭМЗ редко применялись в консервативной нефтегазовой области. В 1980-х годах велись серьезные разработки, которые были прекращены в связи резким падением цен на нефть и успехами трехмерной сейсморазведки.

Идея дистанционных работ методом сопротивлений основана на том, что распространение ЭМ поля, возбужденного в проводящем (но немагнитном) разрезе определяется, в основном, пространственным распределением удельного электрического сопротивления (УЭС). В морских условиях осадки, содержащие соленую воду, являются проводниками, а осадки, содержащие углеводороды, являются непроводящими включениями, на которых происходит

¹University of Bergen, Department of Earth Sciences, Allegaten 41, 5007 Bergen, Norway (jonny.hesthammer@geo.uib.no, phone: +4755582650, fax: +47 55583660).

²Rocksource ASA, Olav Kyrresgate 22, 5015 Bergen, Norway.

Несейсмические методы

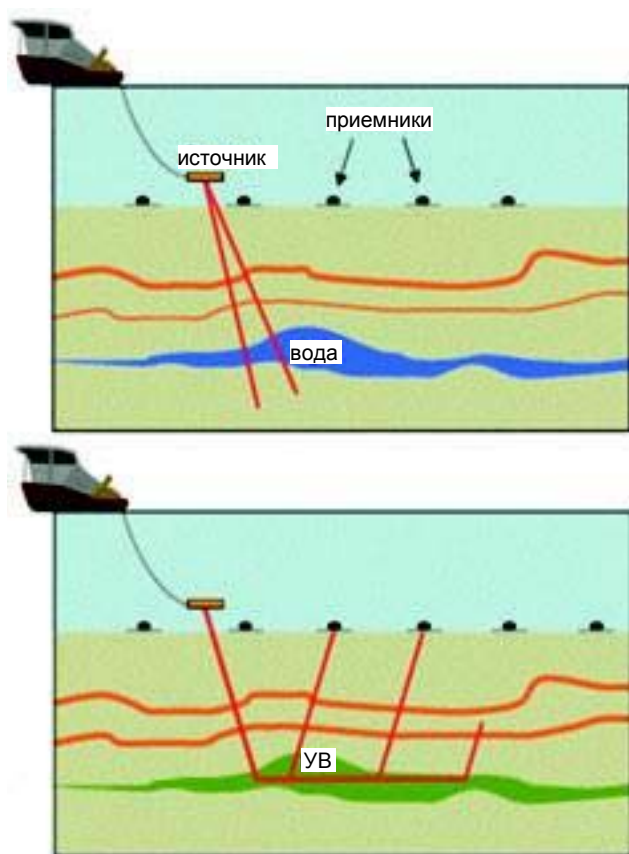


Рис. 1. Морские ЭМЗ над залежью углеводородов. Источник – горизонтальный электрический диполь – порождает ЭМ поле в проводящих осадках под дном. Взаимодействие с непроводящим слоем на глубине приводит к рассеянию ЭМ поля, которое может быть зарегистрировано приемниками на дне (внизу). Коллектор, содержащий воду, не обладает достаточным сопротивлением, чтобы давать рассеяние (вверху). С сайта www.emgs.no, с изменениями.

рассеяние ЭМ поля. ЭМ поле, рассеянное на неоднородностях разреза, возвращается к дну, где и регистрируется датчиками. Полученную информацию можно использовать для воссоздания картины распределения УЭС в разрезе путем решения обратной или миграционных способов. Существенным аспектом морских ЭМЗ является засорение записей шумами (магнитотеллурическими, наводками от течения воды, аппаратными и т. д.). Это, наряду с неточностью записи и большими расстояниями источник-приемник, затрудняло интерпретацию данных.

В ходе обычных работ методом морских ЭМЗ на дне размещается набор ЭМ датчиков. Далее, в 20-40 м над датчиками буксируется источник – горизонтальный электрический диполь (рис. 1). Источник постоянно создает в осадках ЭМ поле. ЭМ датчики постоянно ведут

запись электрического и магнитного полей. Затухание ЭМ поля в проводящей среде зависит в основном от частоты и от УЭС осадков. Чтобы фиксировать глубинные объекты, напряженность рассеянного поля на уровне дна должна быть выше уровня шумов. Для этого нужен источник с соответствующим частотным составом и амплитудой сигнала. Возможные амплитуды токов лежат в пределах 500- 1000 А, а длина диполя составляет 150-250 м. Глубина проникновения ЭМ поля в проводящую среду (так называемая толщина скин-слоя) пропорциональна корню квадратному из произведения периода колебаний и УЭС: $\delta = \frac{1000}{2\pi} \sqrt{10\rho T}$, где ρ – УЭС в

омметрах, а T – период колебаний в секундах. Таким образом, в типичных морских условиях с УЭС осадков 1-2 Ом·м при максимальной силе тока в источнике и заданном уровне шумов для обнаружения объектов на глубине 2000 м под дном следует работать в диапазоне частот 0.1-5 Гц. Для повышения разрешающей способности по глубине следует использовать достаточно широкий диапазон частот. Длину волны можно вычислить как $\lambda = vT$, и на частоте 0,25 Гц она составит около 5300 м. Следует особо отметить, что разрешающая способность ЭМ данных не ограничена половиной длины волны (пределом Рэлея), что обычно используется как оценка разрешающей способности сейсморазведки по вертикали. Процесс распространения ЭМ поля в среде ближе к процессу диффузии из-за пренебрежимо малого вклада диэлектрической постоянной в уравнениях Максвелла. Пространственное разрешение ЭМ данных ограничено, главным образом, уровнем шумов и расстоянием источник-приемник (разносом).

В глубоководной обстановке преимуществом является сильное затухание в проводящем слое морской воды магнитотеллурического (МТ) шума на рабочих частотах. На мелководье, однако, предпочтительна совместная интерпретация данных МТЗ и морских ЭМЗ, позволяющая до некоторой степени компенсировать возрастание шумов.

Задачи будущего

В последние годы в морских ЭМЗ используется, в основном, двумерный подход. При 2D съемке датчики расставляются на дне вдоль профиля, а источник буксируется над ними вдоль и/или поперек профиля. На начальном этапе интерпретация основывалась на нормализации амплитуды и фазы. Уже на этом важном первом этапе стали ясны потенциальные возможности морских ЭМЗ при прямом поиске углеводородов. Кроме того, 2D подход весьма удобен для понимания идеи метода. Тем не менее, и исполнители морских ЭМЗ, и потребители результатов (нефтегазовые компании) признают, что для полного раскрытия возможностей морских ЭМЗ нужны трехмерная съемка и интерпретация данных. По мере усложнения задач это становится все очевиднее. К сложным задачам относятся работы меньших контрастах УЭС перекрывающей толщи и самого коллектора, залежи меньшей мощности

Несейсмические методы

и меньших горизонтальных размеров, множественные залежи на разных глубинах, а также глубокие залежи.

Кроме того, высокие УЭС имеют не только углеводородсодержащие породы. Присутствие каменной соли, вулканических пород и карбонатов значительно усложняют картину. В будущем новых открытий следует ожидать именно в этих сложных разрезах, причем при совместном использовании ЭМ и сейсмических данных. При дальнейшей разработке применения морских ЭМЗ при работах на углеводороды следует учитывать многие аспекты. К ним относятся совершенствование аппаратуры, разработка оптимальных методик трехмерной съемки и трехмерная интерпретация совместно с другими данными: сейсморазведки, каротажа, бурения и геологии.

Аппаратура

Качество записи данных морских ЭМЗ сильно зависит от динамического диапазона и чувствительности датчиков. До недавних пор динамического диапазона датчиков не хватало для записи на малых разностях. Кроме того, на низких частотах (ниже 0.1 Гц), собственные шумы промышленных датчиков в целом ниже, чем шумы от внешних источников, таких как МТ поля и наводки от течения воды. Напротив, на высоких частотах аппаратные шумы (главным образом, тепловые шумы Джонсона) превосходят внешние. Сила тока в источнике может в настоящее время достигать сотен ампер.

Более сложными оказываются проблемы, связанные с неточностью ориентации и положения источника и приемника. При выполнении морских ЭМЗ важно, особенно на малых разностях, точно знать положение источника и приемника, поскольку напряженность ЭМ поля быстро убывает. Небольшая погрешность в положении приводит к значительным отклонениям в амплитуды и фазы первичного поля от ожидаемых значений. Эти отклонения затрудняют выделение слабых аномалий от мелких объектов. Особенно важно точное знание ориентации источника и приемника для правильной 3D инверсии данных. При поиске тонких горизонтальных слоев-коллекторов следует также помнить, что различные компоненты ЭМ поля имеют различную чувствительность к свойствам объекта поиска (Kaufman and Keller, 1983).

Постановка работ и сбор данных

Обычный 2D подход к проведению морских ЭМЗ позволяет обнаруживать крупные и сравнительно неглубокие непроводящие структуры. Но этот подход чувствителен к ошибкам, связанным с влиянием объектов, расположенных в стороне от линии профиля, и рельефа дна. Эти ошибки затрудняют выделение мелких и глубоко залегающих объектов. Кроме того, 2D подход не позволяет точно определять геометрию залежей. Чтобы уменьшить риск неверной интерпретации в сложной геологической обстановке, необходимо проводить морские ЭМЗ по 2.5D или 3D методике.



Рис. 2. Пример процесса проведения морских ЭМЗ. В основе лежит идея того, что в данных по УЭС прямо выражается наличие углеводородов. В таком случае первый проход позволяет выделить непроводящие зоны. Если такие зоны выделены, проводится вторая, более детальная съемка, которая даст больше информации о непроводящих объектах, которую можно эффективно использовать при комплексной интерпретации.

Для оптимизации выполнения 2.5D или 3D морских ЭМЗ следует выработать процедуру планирования таких работ. Для этого нужно хорошо понимать геологическое строение района работ. Основная сложность состоит в том, что имеющихся данных сейсморазведки и сведений по геологии будет, скорее всего, недостаточно для оптимальной организации работ методом 3D морских ЭМЗ в один этап. Это связано со значительной площадью района работ и ограниченным числом датчиков, которые можно задействовать на каждом этапе 3D съемки.

Для оптимизации работ методом 3D морских ЭМЗ понадобится проведение работ в несколько этапов, причем в результате геологической интерпретации данных каждого этапа в модель включаются новые объекты различного УЭС, а методика следующего этапа (размещение профилей датчиков и маршрутов буксировки источника, а также выбор диапазона частот) выбирается (автоматически) с учетом обновленной модели. Соответственно, на разных этапах применяются разные алгоритмы оптимизации, основанные на различных методах решения трехмерных прямых и обратных задач. Для воплощения такого подхода нужны высокоэффективные алгоритмы, способные проводить обработку за короткое время без привлечения суперЭВМ. Кроме того, такой подход будет непривычен для геологов из добывающих компаний, поскольку он не может быть полностью реализован как услуга сторонней организации-субподрядчика. Это связано с тем, что такой подход, помимо значительных затрат времени, требует очень детального знания геологии района. В ближайшие годы ожидается значительное развитие способов решения прямых и обратных задач морских ЭМЗ. Эти разработки будут выполнены компаниями-исполнителями морских ЭМЗ, научными организациями и нефтяными компаниями с достаточной исследовательской базой.

Несейсмические методы

Описанный подход следует осуществлять в верной последовательности. На рис. 2 приведен пример графа действий при проведении 3D морских ЭМЗ. Он включает первичные исследования из нескольких этапов с автоматическим выбором методики, в ходе которых строится грубая модель объектов поиска, и выделяются аномалии УЭС для дальнейшей заверки. Данные передаются на берег, где их анализируют специалисты (предварительная обработка может проводиться на борту судна). Если предварительный анализ показал возможное присутствие углеводородов, планируются новые, более детальные 2.5D или 3D работы, методика которых передается обратно на борт судна. Эта последовательность действий позволяет быстро закрыть съемкой район работ и при необходимости провести детальные 3D работы на выделенных непроводящих объектах. Таким образом, добывающие компании могут вести эффективные по затратам ЭМ работы.

Обработка и интерпретация

На ранних этапах развития метода при прямых поисках углеводородов применялись качественные методы интерпретации данных морских ЭМЗ. (Eidesmo et al., 2002, Ellingsrud et al., 2002, Johansen et al., 2005; и др.). Они основывались на визуальном анализе амплитудных и фазовых сигналов – амплитудных и фазовых кривых зондирования, графиков кажущегося сопротивления и кажущейся поляризуемости. Более того, рассматривались лишь данные на больших разносах и на одной-двух частотах. Полное раскрытие потенциала ЭМ методов требует более развитых подходов, и сейчас исполнители ЭМ работ сосредоточены на внедрении в процесс интерпретации алгоритмов полной трехмерной инверсии

и построения разрезов. Эта работа находится на начальном этапе, в ближайшее время будет достигнут значительный прогресс в практическом применении этих усовершенствованных методов. Возможность применения лучших, самых эффективных алгоритмов будет существенно способствовать успеху, как исполнителей работ, так и пользователей информации (добывающих компаний). Развернутую информацию о 3D инверсии ЭМ данных можно почерпнуть в работах М. С. Жданова (Zhdanov, 2002); Zhdanov and Wannamaker, 2002).

Как и в сейсморазведке, природа данных ЭМЗ такова, что решение обратной задачи не единственно – невозможно получить единственное точное истинное распределение УЭС в районе работ. Это связано с тем, что данные получаются по довольно редкой сети положений источника и приемника, и кроме того, содержат помехи – аппаратные, связанные с неточной привязкой, МТ поля, наводки от течения воды и т. д. Аппаратурные шумы и неточность привязки можно устранить, совершенствуя аппаратуру, а внешние шумы существуют всегда и их следует учитывать в процессе обработки. Как следствие, на новом этапе развития метода при окончательной интерпретации данных морских ЭМЗ будут нужны неоднократная повторная переобработка и переинтерпретация. Это потребует затрат времени и совместных усилий специалистов из добывающей компании и компании-исполнителя морских ЭМЗ. В ходе итерационного процесса можно будет наложить ограничения на решение обратной задачи ЭМЗ, что даст наилучшие результаты при геологической интерпретации. Но всегда будут неопределенности, разрешить которые смогут лишь

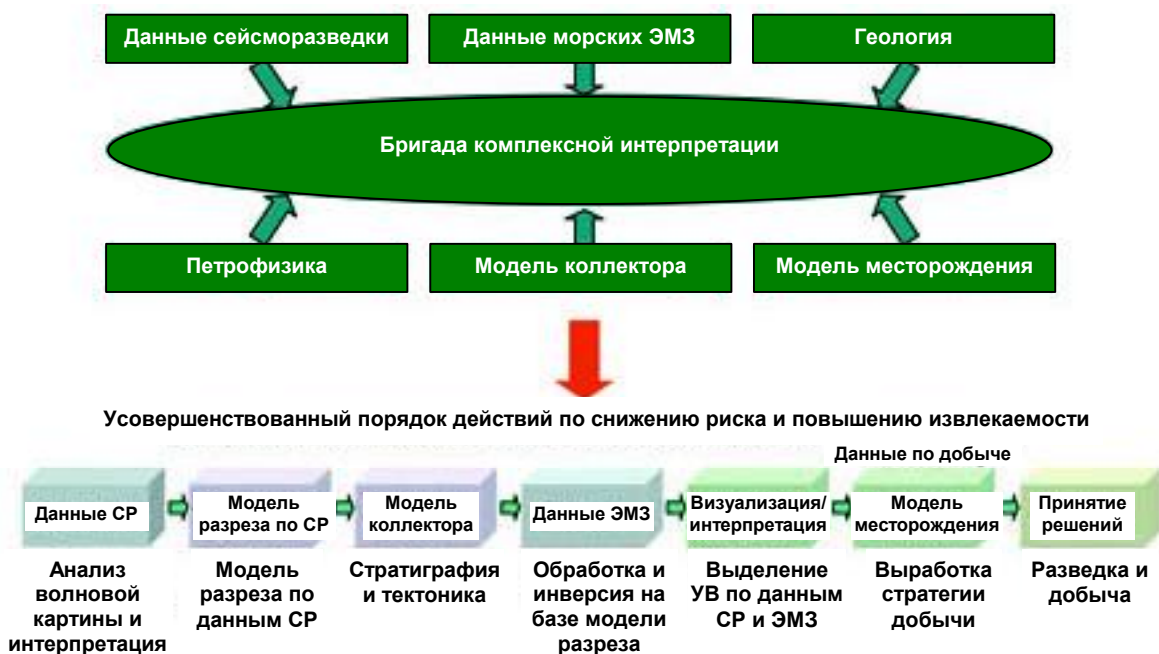


Рис. 3. Эффективные сами по себе, ЭМЗ все же следует рассматривать как часть интегрированного процесса исследований.

Несейсмические методы

опытные интерпретаторы. Это становится все яснее по мере продвижения ЭМ методов в область все более сложных задач, для решения которых требуется значительное повышение квалификации специалистов.

В последнее время предпринимается много усилий по интегрированию различных типов данных из различных областей знания. В результате в добывающих компаниях создаются смешанные рабочие группы. Более того, новые программы интерпретации предусматривают полную интеграцию данных сейсморазведки, каротажа, геологии, моделирования коллекторов и, отчасти месторождений. При добавлении ЭМ данных задача усложняется. Для успешного использования информации по УЭС, которую дают морские ЭМЗ, необходима интеграция с другими типами данных (рис. 3).

Первым очевидным шагом будет комплексирование данных морских ЭМЗ и сейсморазведки. К этой задаче есть несколько подходов. В простейшем варианте глубинные сейсмические и геоэлектрические разрезы накладываются друг на друга. Это позволяет сравнить данные по амплитудам сейсмического сигнала и УЭС. Несколько более совершенным является включение данных 3D геоэлектрической модели в сейсмические кубы. Такой способ привлекателен тем, что позволяет автоматически выделять тела с заданными значениями УЭС и амплитуд сейсмического сигнала. Однако, из-за гораздо более низкого (из-за диапазона частот) вертикального разрешения ЭМ данных по сравнению с сейсмическими, результат будет далек от оптимального. Более перспективным представляется использование детальной информации, содержащейся в сейсмических данных, как ограничений на решение обратной задачи ЭМЗ, что повысит детальность итоговой модели. Для этого необходимо обеспечить достоверность исходной модели, поскольку ошибки в ней легко могут привести к неверной интерпретации. Это значит, что в ближайшие годы специалисты добывающих компаний столкнутся с необходимостью понять основы морских ЭМЗ и активно участвовать в обработке и интерпретации.

Мониторинг месторождений

В настоящее время данные морских ЭМЗ успешно применяются для снижения рисков при разведке углеводородов. Наряду с этим, огромные возможности раскроются при использовании их в процессе добычи для повышения извлекаемости. Имеются попытки применить сейсморазведку для мониторинга месторождений. По их результатам ясно, что возможности сейсморазведки в этой области ограничены из-за природы акустических и упругих свойств. Но даже небольшое повышение извлекаемости оправдывает применение самых современных методик 4D/4C сейсморазведки.

Совместное применение 4D/4C сейсморазведки и морских ЭМЗ может стать весьма мощным средством повышения извлекаемости на месторождениях нефти и газа. Сейсмические данные полезны при оценке пористости и литологического состава, а данные ЭМЗ позволяют отличить углеводороды от соленой воды. Главная проблема заключается в низкой разрешающей способности ЭМЗ при использовании автономных датчиков. Отсюда вытекает необходимость разработки

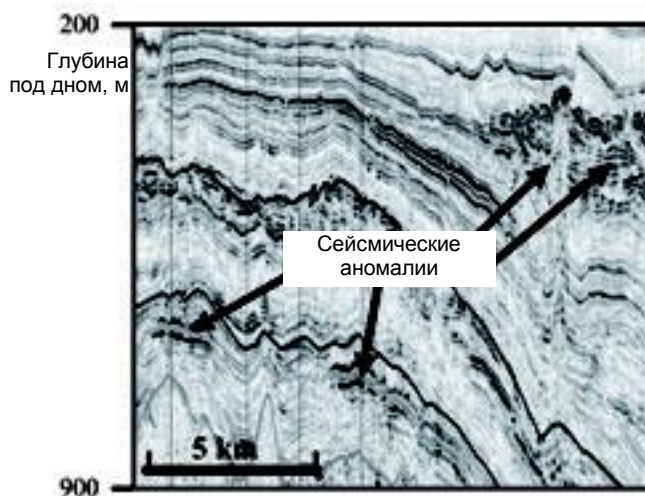


Рис. 4. Глубинный сейсмический разрез по профилю через район работ. На средних глубинах выделяются две плоские площадки, еще две аномалии на меньших глубинах, возможно, связаны с газосодержащими структурами. Без привлечения ЭМ данных нельзя установить состав флюида (вода или углеводороды)

других способов проведения работ и обработки данных. Применение морских ЭМЗ для мониторинга месторождений (4D ЭМЗ), подразумевает фиксацию изменений содержания углеводородов по латерали и по разрезу в процессе эксплуатации. Геологические пути фильтрации нагнетаемой воды определяются как составом осадков, так и геометрией разреза. Проблема преждевременных выбросов воды в эксплуатационных скважинах известна давно и связана с тем, что вода стремится двигаться по зонам с высокой пористостью и проницаемостью. Такие зоны могут существовать и в плане и в разрезе. Разломы обычно останавливают движение жидкости по латерали, но могут способствовать вертикальным перемещениям.

Как правило, изменения содержания углеводородов в процессе добычи настолько малы, что, при существующем уровне развития морских ЭМЗ, не могут быть обнаружены этим методом. Тем не менее, есть пути решения этой проблемы. Один из способов состоит в размещении источников и приемников в скважинах. Возможно также стационарное размещение аппаратуры на морском дне, что позволит аппаратное накопление (и, тем самым, улучшать отношение сигнал/шум). Может оказаться полезной совместная инверсия данных морских ЭМЗ и сейсморазведки (Hoversten et al., 2004). В будущем мы, несомненно, увидим разные способы применения ЭМЗ на эксплуатируемых месторождениях.

Для устойчивого решения обратной задачи ЭМЗ требуются верные и детальные модели месторождений. Необходимо создать и внедрить усовершенствованные алгоритмы решения 4D прямых обратных задач. Это позволит увеличить разрешающую способность в целевых зонах. Для воплощения этого подхода потребуются тесное сотрудничество ученых добывающих компаний и компаний-исполнителей работ. Процесс будет непрост и потребует времени, но итог его станет весьма полезным.

Несейсмические методы

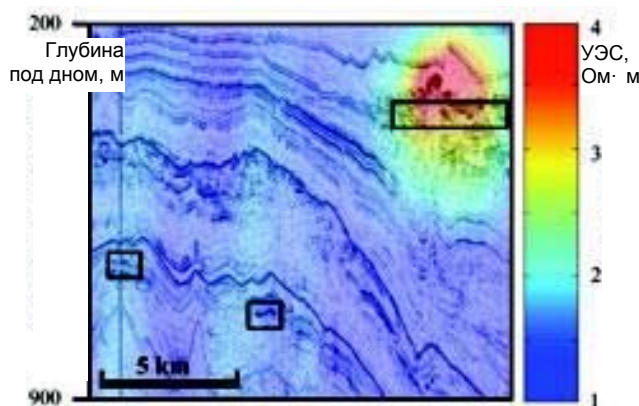


Рис. 5. Моделирование морских ЭМЗ с теми же параметрами, что при проведении работ. Результаты инверсии совмещены сейсмическим разрезом с рис. 4. В модель включены три залежи с высоким УЭС 20 Ом·м. В рамках данного подхода их обнаружение не представляется возможным. Опорный геоэлектрический разрез соответствует полевым данным рис. 6. Залежь на малой глубине выделяется четко, а более глубокие залежи дают лишь незначительные аномалии УЭС. В реальной обстановке они были бы пропущены. Это связано с влиянием аппаратурно-методических и геологических помех.

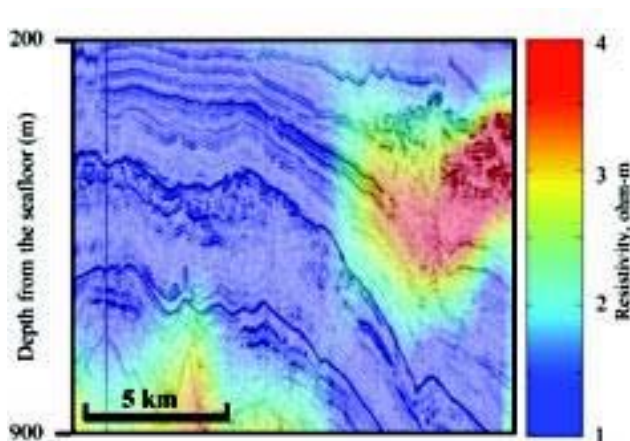


Рис. 6. Результаты 2D инверсии полевых данных морских ЭМЗ, совмещенные с сейсмическим разрезом на рис. 4. Опорный геоэлектрический разрез получен путем 1D инверсии данных с учетом данных по УЭС с ближайшей скважины. По сейсмическим разрезам видно, что зона высоких УЭС на малых глубинах соответствует скоплению газа. Плоские площадки на больших глубинах не связаны с высокими УЭС. 2D методика и качество данных в этом случае не позволяют различить водосодержащие и углеводородсодержащие породы.

Практический пример: навстречу 3D ЭМЗ

В принципе возможно несколько подходов к организации 3D морских ЭМЗ. Первым очевидным шагом в этом направлении может стать размещение приемников на дне по регулярной сети. К сожалению, при этом для покрытия участка съемки нужно много приемников, что ведет к удорожанию работ. Далее рассматривается пример 2.5D системы съемки морских ЭМЗ, которая совместима с прежними 2D системами, и, поэтому, позволяет плавно перейти к более совершенной технологии съемки при сохранении возможности 2D интерпретации. В этой 2.5D методике используется один профиль приемников и буксировка источника по нескольким маршрутам, параллельным профилю. Пример показывает возможность применения 2.5D морских ЭМЗ для работ в глубоководной зоне для обнаружения объектов на малых (350 м под дном) и средних (650 м и 750 м под дном). Речь идет только о сравнении 2.5D и 2D методик, причем только для электрической компоненты; возможные варианты оптимизации будут рассмотрены в дальнейших публикациях.

Ранее на участке были поставлены морские ЭМЗ по 2D методике. На сейсмическом профиле с того же участка выделены возможные места обнаружения залежей (рис. 4). Возможна совместная интерпретация данных ЭМЗ и сейсморазведки.

Источник создавал ток в виде меандра с центральной частотой 0.25 Гц. На прямолинейном профиле длиной 30 км располагалось с неравным шагом 15 приемников. Высота источника над профилем составляла около 30 м.

На первом этапе по имеющемуся набору 2D данных, с опорой на данные сейсморазведки, был построен геоэлектрический разрез (рис. 4). В модели (рис. 5) прямоугольниками показаны непроводящие (20 Ом·м) объекты мощностью 50 м, соответствующие областям плоских пятен на больших глубинах и неглубоко залегающим аномалиям в сейсмических данных. Размеры глубинных объектов в плане составляют 1х1 км, размеры объекта на малой глубине – 4х1 км. По этой модели в обычной программе решения 3D прямой задачи рассчитаны данные для тех же параметров системы наблюдений (положения источника и приемников, форма сигнала, уровень шума), что применялись при съемке: диапазон разносов – 2000-7000 м, спектральный состав сигнала источника 0.25 Гц, 0.75 Гц и 1.25 Гц – первые три гармоники меандра.

Далее, для результатов моделирования проведена 2D инверсия, что позволило оценить чувствительность к наличию объектов. Использован алгоритм быстрой приближенной инверсии. Такие алгоритмы пригодны для быстрого отбора данных для дальнейшего применения более медленных точных алгоритмов инверсии.

Несейсмические методы

Размеры ячейки сетки модели составили 1000 м по горизонтали и 50 м по глубине. На решение налагалось условие гладкости. Результат сопоставлен с сейсмическим разрезом на рис. 4. Можно видеть, что объект на малой глубине выделяется удовлетворительно, хотя и с искажениями формы и УЭС. Это связано с заданным уровнем шума (25%, что сравнимо с реальными значениями), неравномерным шагом приемников, использованием только трех частот, выбором способа регуляризации и применением алгоритма приближенной инверсии. Глубинные объекты видны слабо, и в реальных условиях были бы, скорее всего, пропущены.

На рис. 6 показаны результаты 2D инверсии реальных данных, совмещенные с сейсмическим профилем. Объект на малой глубине дал положительную аномалию, что указывает на скопление газа. Два более глубоких объекта (которым соответствуют области плоских площадок) не дают аномалий УЭС. По результатам исследования 2D морские ЭМЗ не могут обнаружить данные объекты.

Этот пример ясно иллюстрирует ограничения 2D методики. Есть, однако, несколько способов решения этих проблем. Можно расширить частотный состав за счет использования более высоких гармоник и, возможно, за счет повторной буксировки с различными центральными частотами. Можно также использовать меньший шаг между приемниками. Далее при интерпретации можно использовать данные, полученные при буксировке источника поперек профиля. С другой стороны, можно изменить размещение приемников, перейдя к 3D съемке.

На следующем этапе рассматривается, как повлияет на результаты интерпретации переход к 2.5D съемке. Для системы наблюдений, представленной на рис. 7, проведено моделирование по той же модели, что и для 2D случая. На рис. 8 показаны результаты 2.5D инверсии с теми же параметрами регуляризации, что и для 2D случая. Глубинные объекты проявляются гораздо более отчетливо, чем в 2D случае, и, при практическом применении этой переходной методики ЭМЗ, были бы обнаружены. Аномалии отмечаются на несколько меньших глубинах, чем сами объекты, что связано с выбранными параметрами инверсии и съемки.

Условие гладкости не очень подходит для выделения объектов, контрастных по УЭС, которыми являются залежи углеводородов. Существуют иные методы регуляризации, которые приводят к решениям с резкими границами. Но и гладкие решения, полученные в ходе данного исследования, позволяют выявить наличие непроводящих объектов в слабоизученных районах.

Выводы

Эффективность применения морских ЭМЗ при прямом поиске углеводородов доказана, и этот метод быстро внедряется в добывающих компаниях.

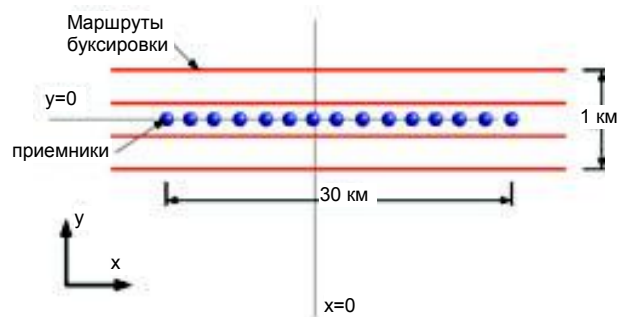


Рис. 7. Система наблюдений 2.5D морских ЭМЗ, для примера рис. 8.

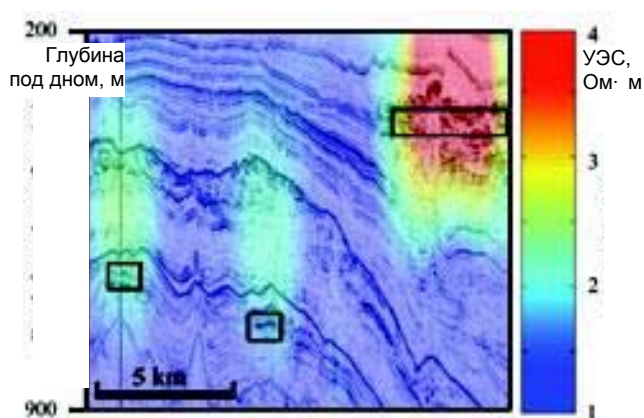


Рис. 8. Результаты 2D инверсии модельных данных морских ЭМЗ для системы наблюдений с рис. 7, наложенные на сейсмический разрез с рис. 4. По результатам интерпретации данных сейсморазведки в модель включены три залежи с высоким УЭС 20 Ом·м. Опорный геоэлектрический разрез такой же, как для данных рис. 6. Проявлены объекты, как на малых, так и на больших глубинах. Самые глубокие аномалии находятся на несколько меньших глубинах, чем сами объекты, из-за выбора алгоритма инверсии и системы наблюдений

Применение этого метода позволяет значительно уменьшить риск при разведке на углеводороды в море, а также может применяться при мониторинге месторождений, что увеличит извлекаемость запасов.

Внедрение морских ЭМЗ повлияет и на добывающие компании, и на исполнителей работ. Уточнение состава жидкости сократит затраты на разведку. Это, скорее всего, увеличит объемы разведки. Успешное применение 2D и 3D ЭМЗ позволит определять размеры залежей, их мощность и глубину залегания. Как повлияет применение ЭМЗ для мониторинга месторождений (4D ЭМЗ) на 4D/4C сейсморазведку, зависит от роста разрешающей способности ЭМЗ. Может оказаться, что

Несейсмические методы

наилучшие результаты даст совместное применение морских ЭМЗ и сейсморазведки.

Исполнители работ и добывающие компании в ближайшее время столкнутся с необходимостью оптимизации использования «ЭМ-комплекса» в тех областях, где он наиболее эффективен. Следует повысить точность размещения систем наблюдений и упростить их изменение. Далее, для успешного применения морских ЭМЗ нужно разработать эффективные 3D алгоритмы планирования работ и обработки данных. Существующие алгоритмы находятся на начальных этапах развития. Для оптимизации комплексной интерпретации потребуется широкое привлечение добывающих компаний к планированию работ, обработке и интерпретации данных. Исполнители работ помогут добывающим компаниям в интерпретации данных морских ЭМЗ, но специалистам последних придется понять основы ЭМЗ и уяснить способы интеграции этих данных в существующие рабочие процессы, сочетания их с данными сейсморазведки и геологическими представлениями.

На уровне интуиции не вполне понятно, для чего в добывающих компаниях нужны опытные специалисты по морским ЭМЗ. Чтобы пояснить это, проведем аналогию с интерпретацией данных сейсморазведки. Сейсмические данные дают изображение разреза. Но это изображение не точно. В данных есть неопределенность, связанная с помехами, ошибками обработки и т. п. Верная интерпретация данных сейсморазведки – это искусство, требующее твердого понимания как самих данных (включая процесс съемки и обработки), так и геологии, которую эти данные пытаются отобразить. В этом отношении данные морских ЭМЗ ничем не отличаются. Чем шире добывающие компании будут включать морские ЭМЗ в процесс разведки, тем яснее это будет становиться, и в ближайшее время многие захотят стать экспертами в ЭМ методах.

Благодарности

Благодарим рецензента Тейгра Ростена (Tage Rosten) за подробные и конструктивные комментарии к статье. В полезных дискуссиях по работе участвовали специалисты Центра комплексных исследований нефти (Centre for Integrated Petroleum Research) Бергенского университета, а также коллеги компании Rocksource. Статья предназначалась для раздела технических статей журнал *First Break*, но, будучи актуальной и востребованной, выходит в рубрике «Особая тема».

Литература

Chave, A.D., Constable, S., and Edwards, R.N. [1991] Electrical exploration methods for the seafloor, in Nambighian, M.N., Ed., *Electromagnetic Methods in Applied Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists, 2, 931-966.
Chave, A.D. and Cox, C.S. [1982] Controlled Electromag-

netic Sources for Measuring Electrical Conductivity Beneath the Oceans. 1. Forward Problem and Model Study. *Journal of Geophysical Research*, 87, 5327-5338.
Constable, S. and Cox, C. [1996] Marine controlled source electromagnetic sounding - II: The PEGASUS experiment. *Journal of Geophysical Research*, 97, 5519-5530.
Eidesmo, T., Ellingsrud, S., MacGregor, L.M., Constable, S., Sinha, M.C., Johansen, S., Kong, F.N., and Westerdahl, H. [2002] Sea Bed Logging (SBL), a new method for remote and direct identification of hydrocarbon filled layers in deepwater areas. *First Break*, 20, 144-152.
Ellingsrud, S., Sinha, M., Constable, S., Eidesmo, T., MacGregor, L., and Johansen, S. [2002] Remote sensing of hydrocarbon layers by seabed logging (SBL): Results from a cruise offshore West Africa. *The Leading Edge*, 21, 972-982.
Evans, R.L., Sinha, M.C., Constable, S., and Unsworth, M.J. [1994] On the electrical nature of the axial melt zone at 13°N on the East Pacific Rise. *Journal of Geophysical Research*, 99, 577-588.
Hoversten, G.M., Newman, G. A., Geier, N., and Flanagan, G. [2004] 3D numerical simulation of a deepwater EM exploration survey. 74th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, EM 3.8, 4.
Johansen, S.E., Amundsen, H.E.F., Rosten, T., Ellingsrud, S., Eidesmo, T., and Bhuyian, A.H. [2005] Subsurface hydrocarbons detected by electromagnetic sounding. *First Break*, 23, 31-36.
Kaufman A. and Keller G. [1983] Frequency and transient soundings. In, *Methods in Geochemistry and Geophysics*, 16, 685. Elsevier, Amsterdam.
MacGregor, L.M., Constable, S.C., and Sinha, M.C. [1998] The RAMESSES experiment - III: Controlled source electromagnetic sounding of the Reykjanes Ridge at 57°45'N. *Geophysical Journal International*, 135, 773-789.
MacGregor, L.M., Sinha, M.C., and Constable, S.C. [2001] Electrical resistivity structures of the Valu Fa Ridge, Lau basin, from marine controlled source electromagnetic sounding. *Geophysical Journal International*, 146, 217-236.
Sinha, M.C., Patel, P.D., Unsworth, M.J., Owen, T.R.E., and MacCormack, M.G.R. [1990] An active source electromagnetic sounding system for marine use. *Marine Geophysical Research*, 12, 29-68.
Webb, S.C., Constable, S.C., Cox, C.S., and Deaton, T.K. [1985] A seafloor electric field instrument. *Journal of Geomagnetism and Geoelectricity*, 37, 1115-1130.
Young, P.D. and Cox, C.S. [1981] Electromagnetic active source sounding near the East Pacific Rise. *Geophysical Research Letters*, 8, 1043-1056.
Zhdanov, M.S. [2002] Geophysical inverse theory and regularization problems. *Elsevier*, 628.
Zhdanov, M.S. & Wannamaker, P.E., Eds. [2002] Three-dimensional electromagnetics. *Elsevier*, 290.