

Комплексирование аэрокосмических и геофизических методов при прогнозе нефтегазоносности северо-западного шельфа Черного моря

А. И. Воробьев¹, Ю. В. Костюченко¹, В. И. Лялько¹,
В. М. Перерва¹, С. Г. Семенова²

¹Центр аэрокосмических исследований Земли Института геологических наук НАН Украины, Киев

²Украинский государственный геолого-разведочный институт Министерства экологии и природных ресурсов Украины, Киев

С Азовским морем и северо-западным шельфом Черного моря связываются перспективы наращивания объемов нефтегазодобычи в Украине. Нефтегазовый потенциал этих регионов оценивается достаточно высоко. Однако промышленное освоение нефтегазовых месторождений здесь связано с рядом проблем, главными из которых являются технические (возможность бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин при глубинах моря более 100 м) и методические (определение наиболее эффективной методики поисково-разведочных работ). Сложность решения первой из указанных проблем заключается лишь в ее финансовом обеспечении, так как в настоящее время существуют технические средства бурения на континентальном склоне и абиссали (глубины моря до 2000 м и более). Вторая проблема более сложная, так как она требует разработки и внедрения новейших технологий на основе решения сложных научных задач. Одним из наиболее эффективных подходов в решении этой проблемы представляется комплексирование методов, основанных на новейших технологиях.

Как показывают результаты более чем 15-летних исследований по прогнозу нефтегазоносности на шельфе, аэрокосмические методы являются довольно информативными. Наибольшей сложностью в их внедрении является преодоление своеобразного психологического барьера в оценке информативности этих методов со стороны специалистов-практиков. Выполненные к настоящему времени аэрокосмогеологические исследования на акваториях Азовского моря и северо-западного шельфа Черного моря [6—9, 13—20] свидетельствуют о том, что при изучении разрывных нарушений и геофлюидо-

динамических структур (ГФДС), новейшей геодинамики, и в особенности при оценке продуктивности нефтегазопроисковых объектов, эти методы даже более эффективны, чем геофизические методы, за счет одновременного площадного анализа изучаемых параметров на довольно большой территории региона. Прогнозируемые по аэрокосмическим данным объекты, находящиеся в гидродинамической связи с ГФДС, являются, как правило, продуктивными. Установлено, что среди выделяемых по данным тепловой космической съемки аномалий только те, которые имеют гидродинамическую связь с ГФДС, соответствуют промышленным скоплениям углеводородов. Методика изучения ГФДС на шельфе по данным космической съемки отработана к настоящему времени на уровне ее использования в производственном режиме, хотя ряд морфогенетических признаков ГФДС все еще остаются неизученными или слабоизученными.

При геолого-разведочных работах на нефть и газ в настоящее время используется комплекс сейсморазведки, бурения и промысловой геофизики. Однако коэффициент успеха данного комплекса в большинстве нефтегазоносных регионов обычно не превышает 33 %. Поэтому необходимо расширить комплекс исследований при геологоразведочных работах на нефть и газ на новом техническом и методическом уровне. Представляется, что включение в существующий комплекс работ аэрокосмических, гидроакустических и сейсмоакустических методов позволит повысить достоверность прогноза нефтегазоносности. Основанием для таких рекомендаций могут служить результаты исследований, выполненных в пределах северо-западного шельфа Черного моря [4, 6—10, 13, 16—20]. По данным

тепловой съемки, выполненной с ИСЗ серии NOAA, доказана возможность применения данного метода для прогноза зон глубинных разломов, скоплений углеводородов, зон вертикальной миграции газообразных УВ, а также хорошее соответствие результатов дистанционных исследований с данными о размещении залежей УВ в данном регионе [4, 24].

Космические методы геологических исследований по сравнению с наземными методами имеют целый ряд преимуществ, среди которых наиболее важное значение имеет их относительная дешевизна на единицу площади и оперативность измерений, что позволяет осуществлять мониторинг, т. е. через определенный интервал времени проводить наблюдения, их обработку и интерпретацию. Это предоставляет возможность учитывать динамику процессов, связанных с проявлением неотектоники и выделений газов, обусловленных залежами углеводородов, залегающими на больших глубинах, и флюидопроводящими системами, развитыми в пределах северо-западного шельфа Черного моря [3, 4, 23, 24]. Современный уровень дистанционных методов позволяет выявлять эти зоны в пределах северо-западного шельфа Черного моря и других акваторий.

ИЗУЧЕНИЕ ФЛЮИДОПРОВОДЯЩИХ СИСТЕМ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ ПО ДАННЫМ АЭРОКОСМИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

П. Ф. Шпак и др. [24] выделяют шесть основных факторов, контролирующих нефтегазоносность в регионе. Нам представляется, что среди них тип геотектонического режима, мощности нефтегазогенерирующих осадочных комплексов, степень их катагенетических преобразований и распределение литофаций в наибольшей степени определяют общие запасы УВ и их распределение в разрезе. Установлено [4, 24], что нефтегазопроявления в пределах северо-западного шельфа размещены преимущественно вдоль зон разломов субширотного (восток-северо-восточного) простирания и локализируются на участках их пересечения с разломами северо-восточного и северо-западного направлений. То есть, зоны разломов являются поисковым признаком нефтегазоносности участка. Однако только этих предпосылок недостаточно. Для прогноза нефтегазоносности важное значение имеют также распределение покровов в разрезе и по латерали, размещение сети не только глубинных разломов, но и связанных с ними более мелких разрывных нарушений. На этой основе может проводиться временной анализ процессов расформирования первичных залежей, миграции УВ и мест их новых скоплений. Поэтому важное значение имеет изучение флюи-

допроводящих свойств различных интервалов разреза и блоков земной коры, а также влияние на эти свойства глубинных разломов и разрывных нарушений разного порядка.

По данным космических изображений морского дна северо-западного шельфа выделена довольно плотная сеть линеаментов [16, 20]. Линеаменты (ЛМ), как правило, пересекают различные тектонические элементы. Тем не менее широтное простирание части из них (например, Центрального линеамента [16]) хорошо согласуется с субширотным простиранием системы разломов, выделяемых по данным сейморазведки (Придунайский, Голицынский, Сулинско-Тарханкутский, Губкинско-Донузлавский и Северо-Эвксинский). В. М. Перерва на основании анализа системы линеаментов в данном регионе пришел к выводу о существовании двух типов линеаментов [20]: первый из них обусловлен проявлением разрывных нарушений, а второй связан с зонами разуплотнения (с повышенной пористостью и трещиноватостью пород). По-видимому, последний тип ЛМ образуется за счет колебаний горизонтальных напряжений и соответствующих им деформаций пород (как правило, без вертикальных смещений), залегающих под дном моря. По обоим типам ЛМ может происходить вертикальная миграция газообразных флюидов.

МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ ЛИНЕАМЕНТОВ

Модель формирования линеаментов детально рассмотрена в работах [16—20]. Ограничимся лишь основными элементами этой модели. Линеаменты являются эрозионным срезом (следом на земной поверхности) вертикальных (субвертикальных) зон напряженно-деформированного состояния литосферы (ВЗНДС), осложненных в ряде случаев проявлением разрывных нарушений, амплитуда которых не всегда позволяет фиксировать их геофизическими методами. Формирование этих зон связывается с воздействием на Землю космогенных и эндогенных физических полей. Самые важные свойства ВЗНДС уверенно прослеживаются по характерным признакам линеаментов (прямолинейность, большая протяженность, отсутствие связи с ландшафтами и геотектоническими зонами, выдержанность плотности линеаментов одного ранга, закономерный характер планетарного размещения, периодическая повторяемость смены азимутов их простирания, составляющая в среднем 45°. В узлах пересечения ВЗНДС формируются геофлюидодинамические структуры литосферы [20], обладающие аномальными флюидопроводимостью и значениями теплового и электростатического полей, упругих напряжений и др.), геохимических и биохимиче-

ских полей. С ГФДСЛ связываются процессы энергомассообмена между различными сферами Земли.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН РАЗЛОМОВ И ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАК ЭЛЕМЕНТОВ ФЛЮИДОПРОВОДЯЩЕЙ СИСТЕМЫ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

В настоящее время установлено, что разломы играют важную роль в формировании скоплений УВ. Это связано с тем, что широкое развитие разрывных нарушений приводит не только к образованию антиклинальных структур, которые являются ловушками УВ, но и к улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород в зоне, прилегающей к ним, образованию зон новейшей трещиноватости, которые могут представлять собой пути вертикальной (и субвертикальной) миграции УВ, зависящей от двух основных факторов: возраста образования, времени последней активизации и плотности разрывных нарушений в той или иной части региона, а также качества региональных флюидоупоров и их стратиграфической приуроченности. Эти положения находят свое подтверждение и в условиях северо-западного шельфа Черного моря. Здесь по данным сейсморазведки выделено большое число субширотных и субмеридиональных разломов, а также более мелких разрывных нарушений [4, 16, 24]. Как правило, чем моложе возраст проявления разрывных нарушений, тем выше стратиграфический этаж нефтегазоносности и больше его интервал. Так, в пределах Голицынской площади глубинный разлом прослеживается вверх до уровня средней части среднемайкопской свиты, а залежи газа открыты в интервале отложений от палеоцена до среднемайкопского включительно [4]. Глины верхнемайкопской серии представляют собой региональную покрывку, которая предотвращает разрушение залегающих ниже ее залежей. Минимальная глубина залегания газовых залежей в пределах Голицынского месторождения составляет около 500 м.

При выделении и прослеживании подобных геологических объектов, находящихся в области глубинных разломов, сейсморазведка сталкивается с определенными трудностями, поскольку широко используемый при геолого-разведочных работах на нефть и газ метод общей глубинной точки предназначен для изучения субгоризонтальных сред. Оценку же нефтегазоперспективности каждого из блоков, ограниченного разломами, можно проводить на основе детального изучения его геологического развития и внутреннего строения, а также прогноза процессов миграции и мест накопления УВ. Эффективность сейсморазведки при решении

этих задач определяется ее разрешающей способностью, которая зависит от диапазона регистрируемых в процессе полевых работ частот.

Предельная разрешающая способность сейсморазведки по вертикали составляет в среднем $\lambda/4$, где λ — длина упругой волны. При средней частоте спектра колебаний 40 Гц (период колебаний 25 мс) и скорости распространения волны в среде 4000 м/с, вертикальная разрешающая способность (ВРС) данного метода составит около 25 м. В верхней части осадочной толщи скорость распространения сейсмических волн будут меньше. Если принять ее равной 2000 м/с, то ВРС сейсморазведки составит около 12.5 м. Разрешающую способность сейсморазведки по латерали называют еще горизонтальной разрешающей способностью (ГРС). Она равна радиусу зоны Френеля и может быть записана в виде

$$R_{\phi} \approx \sqrt{0.5H\lambda}.$$

При глубине до отражающей границы $H = 4000$ м и длине волны $\lambda = 100$ м значение R_{ϕ} равно 450 м. При этих параметрах неоднородности среды (например, разрывы пласта, линзы), имеющие размеры меньше чем 450 м, не выделяются по данным сейсморазведки. Эти данные о ВРС и ГРС должен знать геолог, который использует данные сейсморазведки. Для достижения более высокого разрешения необходимо использовать более широкий спектр частот, применять меньшие базы группирования сейсмоприемников и др. Имея приведенные выше ограничения в разрешающей способности, сейсморазведка все же позволяет решать задачи выделения и прослеживания глубинных разломов и связанных с ними более мелких разрывных нарушений, а также дает возможность определить по ним, каких интервалов разреза могла достигать миграция УВ, и на этой основе с использованием других данных определять стратиграфические интервалы разреза, благоприятные для нефтегазонакопления. Для прогноза вертикальной миграции УВ может быть использован описываемый ниже метод изучения следа диффузионного потока УВ по данным обработки данных сейсморазведки с помощью программ, реализующих алгоритм дифракционного преобразования и вычисление амплитуд отражений, соответствующих горизонтам, залегающим выше нефтегазоперспективных горизонтов.

ПРОГНОЗ ЗОН ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ СЛЕДА ДИФФУЗИОННОГО ПОТОКА УВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Прямые поиски УВ и прогнозирование геологического разреза по данным сейсморазведки пока не

нашли широкого применения на практике из-за того, что для решения этих задач разрешающая способность современной сейморазведки недостаточна. Поэтому представляется перспективным прогноз нефтегазоносности на основе анализа процессов миграции газообразных УВ и физико-химических изменений пород под воздействием мигрирующих УВ. В процессе миграции УВ оказывают влияние на окислительно-восстановительный потенциал осадочных отложений разреза. В результате над месторождениями происходят эпигенетические изменения вышележающей толщи пород. Область физических и химических изменений пород геологического разреза называется следом диффузионно-эффузионного потока (СДЭП) [22]. Восстановительная часть СДЭП характеризуется повышенной дифференциацией акустической жесткости слоев (за счет кальцитизации, ангидритизации, пиритизации и других процессов эпигенетических изменений пород), что приводит к увеличению амплитуд отраженных волн, соответствующих этому интервалу разреза. Мощность восстановительной области СДЭП над нефтяными залежами могут достигать 200—300 м, а над месторождениями газа — 500—600 м. Современные методики цифровой обработки данных сейморазведки позволяют обнаруживать аномалии амплитуд отраженных волн за счет СДЭП [22] и по ним осуществлять прогноз газовых залежей. При малой мощности залежей УВ их невозможно обнаружить с помощью сейморазведки, но эпигенетически измененные отложения продуктивного разреза, объем которых намного превышает мощность продуктивного горизонта, отображаются в сейсмическом поле всегда. По мощности восстановительной области СДЭП и соответствующей ей области повышенных значений амплитуд отраженных волн на временном разрезе можно прогнозировать тип УВ — нефть, газ, конденсат. Область СДЭП над залежами УВ состоит из восстановительной зоны непосредственно над залежью, которая в сейсмическом поле выражается областью повышенных значений амплитуд ОВ (вследствие выпадения из растворов пластовых вод нерастворимых в восстановительной среде эпигенетических акустически жестких карбонатов, сульфатов, сульфидов и др.). Выше по разрезу образуется окислительная зона области СДЭП, которая в сейсмическом поле выражается уменьшением амплитуд ОВ вплоть до нуля, вследствие противоположного изменения в кислой среде акустической жесткости пластов, соответствующих отражающим горизонтам — уменьшения этого параметра у акустически жестких химически активных хемогенов, а также хорошо проницаемых жестких песчаников и увеличения — у акустически < мягких > малопроницаемых глинистых пород, в порах которых за-

держиваются продукты растворения хемогенов, песчаников.

Прогнозирование залежей УВ с помощью данного метода выполнено на одной из площадей северо-западного шельфа Черного моря, расположенной севернее Голицынского газоконденсатного месторождения. Площадь исследования расположена в зоне сочленения юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы со Скифской плитой, где проходит Голицынский разлом, четко выраженный в структуре осадочного чехла. В пределах разлома находится Голицынская структура с газоконденсатными залежами в дат-палеоценовых известняках и майкопских алевролитно-песчаных отложениях. Сейсмический материал проанализирован по субмеридиональным профилям, на временных разрезах которых наблюдается большое количество почти равномерно распределенных отражений, вдоль которых исследовано распределение амплитуд ОВ. По значениям отклонений средних значений амплитуд ОВ на заданной базе профиля от среднего значения амплитуды, измеренной для всего отражающего горизонта профиля, построены поля относительных изменений амплитуд отражений. На этих полях, рассчитанных для профилей, пересекающих различные геологические структуры: моноклиналиную зону погружения юго-западной окраины Восточно-Европейской платформы, Голицынскую антиклинальную структуру с газовой, а также газоконденсатной залежами и южное погружение слоев в направлении Черноморской впадины, как по латерали, так и по глубине, наблюдаются дифференцированные, неравномерно распределенные аномалии амплитуд отражений. Распределение амплитуд ОВ вдоль профилей и по глубине для названных частей территории исследования значительно различается, что видно на примере одного из обработанных профилей (рис. 1).

В области погружения слоев южнее Голицынского месторождения распределение относительных значений амплитуд наблюдается главным образом вдоль слоистости, и лишь в нижней части разреза прогнозируется небольшая залежь нефти: локальный минимум поля $\Delta A/A$, ограниченный по бокам и сверху локальными максимумами амплитуд (площади ВНК, покрывка и восстановительная зона области СДЭП). Выше максимума наблюдается область пониженных значений $\Delta A/A$, которая может соответствовать окислительной зоне области СДЭП прогнозируемой залежи нефти. На площади Голицынского месторождения минимум амплитуд ОВ в пределах продуктивных дат-палеоценовых отложений перекрывается интенсивным максимумом поля $\Delta A/A = 150—200\%$ — до самого верхнего отражения, что соответствует восстановительной области СДЭП. Лишь на уровне майкопских продуктивных

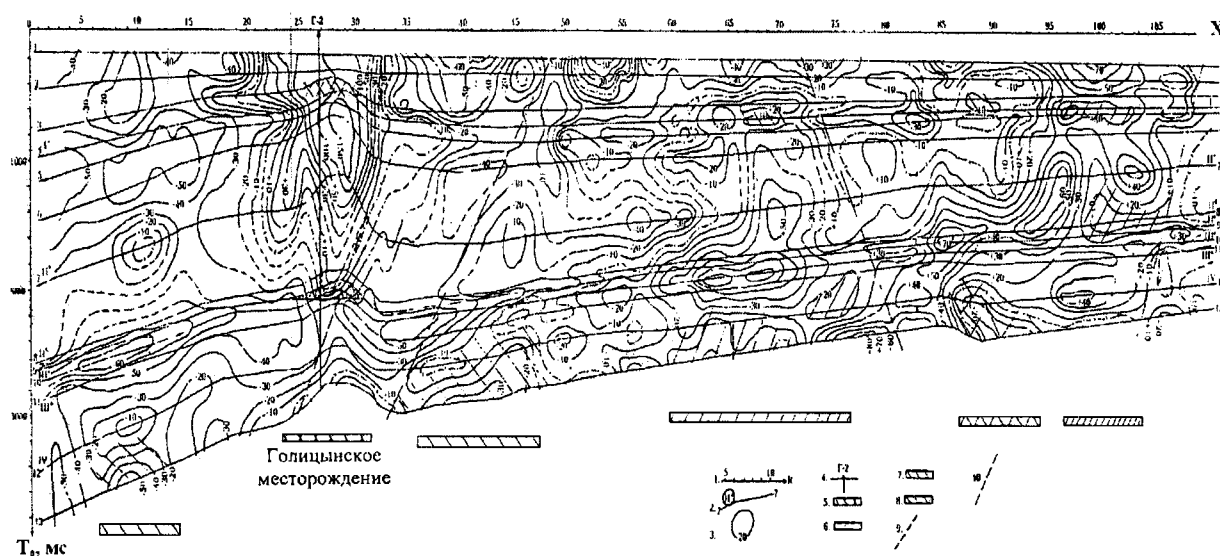


Рис. 1. Поле относительных изменений амплитуд отраженных волн по профилю 10. 1 — пикеты; 2 — отражающие горизонты; 3 — изолинии $\Delta A/A$, %; 4 — скважина Голицынская-2; 5 — Голицынское газоконденсатное месторождение. Прогнозируемые залежи: 6 — газа; 7 — нефти; 8 — конденсата. Разрывные нарушения: 9 — Голицынский глубинный разлом; 10 — прогнозируемые тектонические нарушения

отложений этот максимум относительно понижается из-за частичного поглощения волн в залежи. При максимальном диффузионно-эффузионном потоке над Голицынскими залежами УВ окислительная зона не успевает образоваться, поэтому значительный максимум амплитуд ОВ наблюдается до самого верха осадочного чехла. Наблюдаемые минимумы поля $\Delta A/A$ на склонах Голицынской структуры, соответствующие продуктивному горизонту, за контуром залежи могут быть связаны с законтурными эпигенетически преобразованным отложениям в среде с повышенным окислительным потенциалом. На север от Голицынской залежи УВ в нижней части осадочного чехла по всем исследованным профилям наблюдается распределение амплитуд, характерное для залежи нефти: минимум амплитуд перекрывается узким максимумом (восстановительная область СДЭП над залежью нефти), выше которого наблюдается поле пониженных значений амплитуд (окислительная зона области СДЭП прогнозируемой залежи).

Севернее на площади исследования по всем профилям наблюдается аномальное распределение амплитуд по глубине, характерное для залежи газа в нижней части разреза: минимум амплитуд ОВ перекрывается интенсивным, резкоградиентным максимумом (покрышка прогнозируемой залежи), который выше перекрывается повышением амплитуд ОВ значительной величины, соответствующим восстановительной области СДЭП, сменяющимся выше уменьшением полей амплитуд, соответствующим

щим окислительной области СДЭП. Локальные осложнения поля на уровне продуктивных майкопских отложений и на некоторых других участках разреза могут быть обусловлены повышенным скоплением УВ в разрезе над основной залежью. Далее на север по профилям исследования аномальное распределение амплитуд по глубине соответствует нефтегазовому скоплением в основании осадочного чехла и в майкопских отложениях.

Еще севернее по всем профилям прослеживаются аномальные зоны, характерные для залежей газа на уровнях дат-палеоценовых и майкопских отложений. Причём области СДЭП над этими прогнозируемыми залежами соответствует очень интенсивные положительные аномалии амплитуд вплоть до самого верхнего отражающего горизонта, как и над Голицынскими залежами УВ. Окислительной зоны области СДЭП — отрицательного поля амплитуд — здесь также не наблюдается, но в верхней части интенсивность положительного поля все же ослабевает вследствие возможного перехода восстановительной зоны области СДЭП в окислительную. Поля амплитуд отраженных волн вдоль профилей севернее Голицынского месторождения УВ в пределах спокойного моноклинального залегания отложений оказались очень дифференцированными и аномальными. Аномальные области амплитуд выделяются как для нефте-газонасыщенных интервалов на уровне продуктивных на Голицынской площади дат-палеоценовых и майкопских отложений, так и в основании осадочного чехла.

Прогнозные залежи УВ, показанные на рис. 1, расположены на моноклинали параллельно положению Голицынского месторождения. Таким образом, использование описанного выше метода обработки и интерпретации данных сейсморазведки позволило не только выделить аномалии поля амплитуд отраженных волн, которые являются результатом процессов миграции УВ на Голицынском месторождении, но и прогнозировать новые скопления нефти и газа на этой площади.

На всех этапах прогноза зон миграции УВ проводится контроль получаемых результатов на основании изучения керна, извлекаемого в процессе бурения, и данных геофизических исследований скважин, особенно в пределах тех участков и зон, где пробурено достаточно много скважин.

ПРОГНОЗ ЗОН АНОМАЛЬНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ СКОРОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

На основе детального комплексного изучения интервальных скоростей распространения и поглощения сейсмических волн возможен прогноз зон повышенной трещиноватости и областей повышенных тектонических напряжений [1, 16]. В работе [1] обосновывается возможность и методические приемы повышения точности определения скоростей и на этой основе структурных построений по данным сейсморазведки. Поскольку интервальные скорости ($V_{\text{инт}}$) и поглощение характеризуют упругие свойства пород, зависящие от величин тектонических напряжений и трещиноватости, то распределения $V_{\text{инт}}$ для различных литолого-стратиграфических комплексов могут быть использованы для выявления различий по флюидопроводимости различных зон и интервалов геологического разреза, а также для прогноза зон повышенных тектонических напряжений, АВПД и направлений миграции УВ. Точность определений сейсмических скоростей для малых (до 0,5 км) и средних глубин (2—3 км) выше, чем по отражающим горизонтам, залегающим на глубинах более 3 км. Поэтому основное внимание необходимо уделять измерениям интервальных скоростей, соответствующих интервалам разреза, залегающим на малых и средних глубинах. Методика детального изучения скоростей по данным сейсморазведки разработана, а современный уровень вычислительной техники допускает ее реализацию. Для интерпретации данных изучения скоростей по данным сейсморазведки МОГТ с целью выявления аномальных зон тектонических напряжений необходимо сопоставление измеренных и расчетных (нормальных) значений интер-

вальных скоростей. С этой целью используются нормальные зависимости $V_{\text{инт}}(H)$ для различных литологических разностей пород и стратиграфических интервалов разреза.

Эффективность исследований по прогнозу аномальных зон повышенных трещиноватости и напряжений по данным изучения скоростей и поглощения сейсмических волн будет зависеть от таких факторов, как разрешенность записи, детальность изучения этих параметров вдоль профилей и плотности профилей на площади, а также степень соответствия алгоритмов вычислений реальным моделям геологического разреза. Следует отметить, что морская сейсморазведка имеет определенные преимущества по сравнению с наземной при решении задачи прямых поисков зон повышенной флюидопроводимости (более стабильные условия возбуждения и приема сейсмического сигнала), что повышает вероятность выделения аномалий скоростей и поглощения, обусловленных повышенной трещиноватостью или разуплотнением пород. Одним из методов, который может повысить эффективность решения этой задачи, является изучение анизотропии сейсмических скоростей (на основе сопоставления измерений скоростей по различным направлениям).

Детализацию наиболее перспективных на нефть и газ участков в пределах зон, выделенных по данным дистанционных исследований и сейсморазведки, целесообразно проводить с помощью гидроакустического и сейсмоакустического методов, имеющих более высокую разрешающую способность при поисках зон повышенной флюидопроводимости и вертикальной миграции.

ПРОГНОЗ ЗОН ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ УВ ПО ДАННЫМ ГИДРОАКУСТИКИ

Выявление газовых выделений на дне моря и ореолов вторжения УВ проводится по данным гидроакустического профилирования. Анализ данных по газовым выделениям, обнаруженным в Черном море [3, 23] свидетельствует о том, последние прослежены как на шельфе при глубинах моря от 30—40 м до 100—140 м, так и на континентальном склоне (до глубин моря 400—500 м).

В данной работе использованы результаты исследований во время рейсов НИС «Киев», научным руководителем которых был академик НАН Украины Е. Ф. Шнюков [23], а также данные, приведенные в [14]. Нами выполнен анализ гидроакустических данных, полученных в северо-западной части Черного моря (в пределах экономической зоны Украины). В тектоническом отношении регион исс-

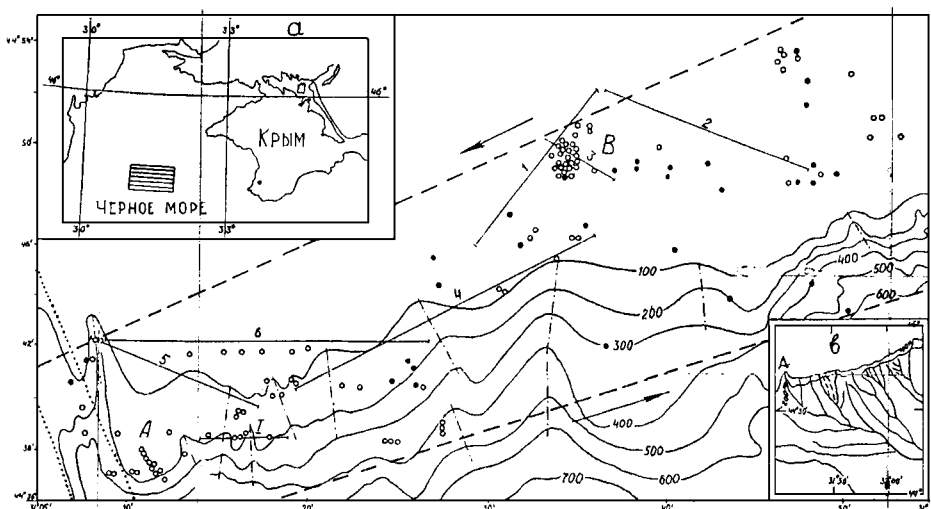


Рис. 2. Карта батиметрии и расположения мест газовых выделений на полигоне в пределах северо-западной части Черного моря. На вставке слева сверху штриховкой обозначен полигон, справа внизу — схема каньонов. Кружки — места ГВ по данным [14], точки — по [23], цифры — номера профилей

ледований входит в геодинамически активную зону с относительными сдвигами Мизийского микроконтинента (Западно-Черноморская впадина) относительно Скифской плиты (северо-западный шельф и Крым) [26]. На рис. 2 направления относительного движения этих плит показаны стрелками. Таким образом, область перехода от шельфа к континентальному склону на больших глубинах представляет зону относительного движения Скифской и Мизийской плит.

При проведении исследований связи нефтегазонасыщенности с газовыми выделениями на морском дне и закономерностями их расположения в пределах северо-западного шельфа использовались данные гидроакустики (на частотах 36 кГц и 3.5 кГц) и сейсмоакустики (интервал частот 100—300 Гц), т. е. верхний предел частот превышал нижний примерно в 100 раз. Поэтому и разрешающая способность по вертикали, которая составляет около 1/4 длины волны, отличается также в 100 раз. При скорости распространения упругих колебаний 1500 м/с разрешающая способность гидроакустики при преобладающей частоте 3.5 кГц составляет около 0.1 м, сейсмоакустики — 2 м. В соответствии с разрешающей способностью, эти методы используются для решения различных геологических задач.

Данные гидроакустического профилирования, полученные во время рейсов НИС «Профессор Водяницкий» и «Киев», использовались с целью изучения рельефа морского дна [2] и поисков мест газовых выделений. Для анализа связи рельефа морского дна с газовыми выделениями рассмотрим рис. 2 и 3. На рис. 2 приведена батиметрическая

карта, на которую вынесены места газовых выделений. В левом верхнем углу показано географическое положение исследуемого участка, а в правом нижнем углу схематически изображена сеть каньонов, установленная В. И. Мельником. При анализе данных оценивались плотность газовых выделений в пределах различных участков и их приуроченность к различным элементам рельефа. Газовые выделения (ГВ) первой группы приурочены к участкам изрезанного рельефа с глубинами моря от 100 до 300 м (участки 1, 2 и 3). Видно, что ГВ расположены на склонах складок, высота которых составляет около 100 м. В прогибах между складками наблюдаются блоки пород, которые сползли со склонов этих складок. Оползни приводят к открытию каналов для проникновения газов из более глубоких горизонтов. Большая часть ГВ сосредоточена в переходной зоне от шельфа к континентальному склону с глубинами моря от 100 до 500 м. Эта зона имеет субширотное простирание и ширину около 10—12 км. На глубинах шельфа менее 100 м ГВ обнаружены только в юго-восточной части участка. Этот факт можно объяснить тем, что в пределах шельфа пачки слоев, которые перекрывают газонасыщенные слои, меньше подвержены экзогенным процессам (размыв, оползни и др.). Нами установлено, что положение ГВ по данным исследований [14, 23], выполненных с интервалом 6 лет, не повторилось. Это свидетельствует о том, что в разное время исследований фиксируются активные фазы с газовыделением различных флюидопроводящих зон на морском дне. Создается впечатление о смещении ГВ по площади со временем. Это очень важный вывод для оценки природы и возможностей

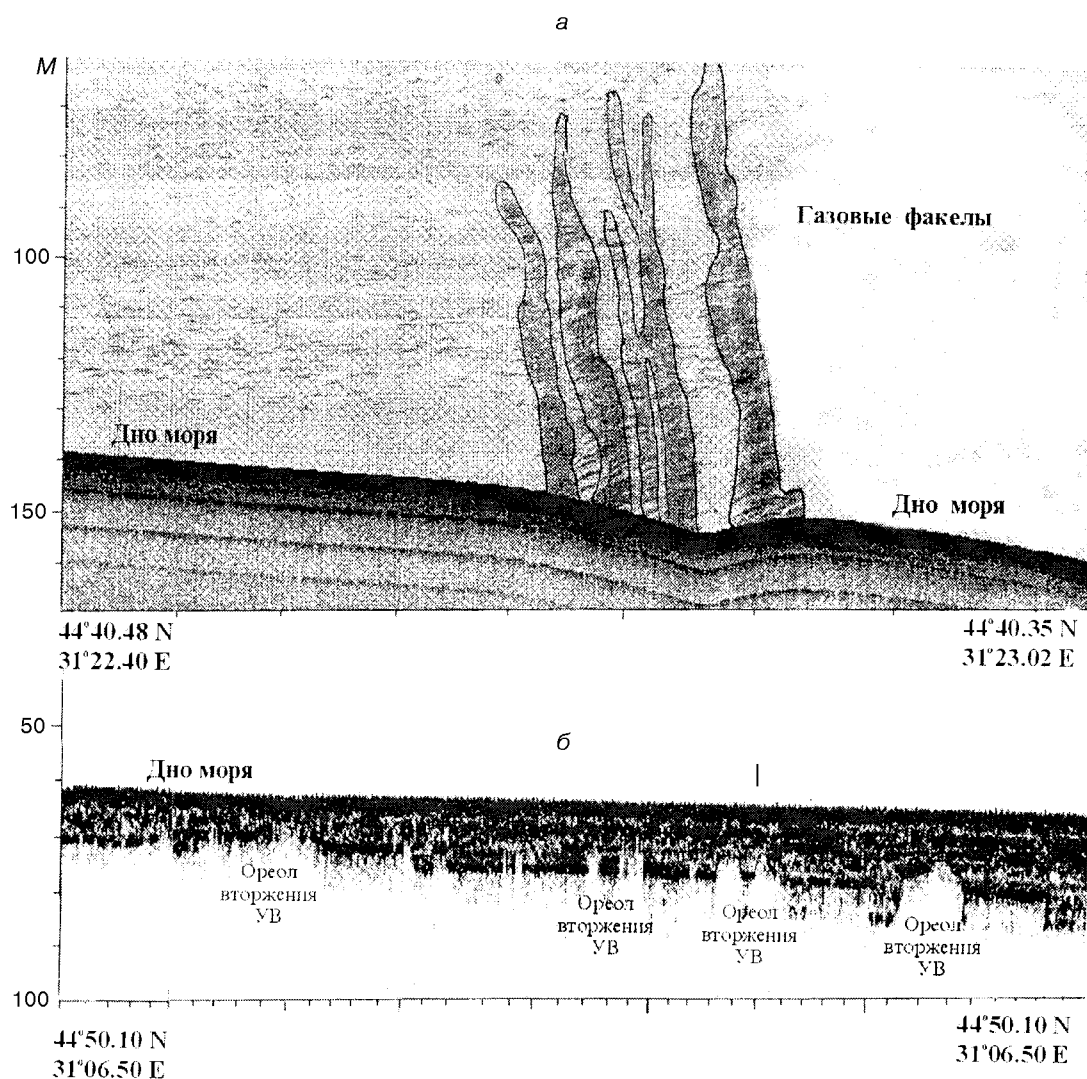


Рис. 3. Газовые «факелы» (а) и ореолы вторжения УВ (б) по профилям гидроакустического профилирования в пределах северо-западного шельфа Черного моря

промышленного использования ГВ. В пределах зоны А большая часть ГВ находится в западной ее части. Здесь прослеживается область линейного размещения ГВ с центром в точке $44^{\circ}37'$ с.ш. и $31^{\circ}11.5'$ в.д. Самая высокая плотность ГВ обнаружена на шельфе на глубинах моря 50–70 м (центр области расположен в точке с координатами $44^{\circ}49.5'$ с.ш. и $31^{\circ}34.4'$ в.д.).

Детальный анализ батиметрии позволяет говорить о наличии на данном участке Черного моря складчатости, подобной той, которая была открыта в восточной части Черного моря и других районах Земли, и, вероятно, связанной с зонами конвергентных границ плит. Из рис. 2 видно, что оси складок, которые показаны пунктирными линиями с точками, расположены кулисообразно относи-

тельно друг друга. Направления осей складок почти перпендикулярны к направлению усредненной изобаты 100 м. На участках перехода от шельфа к континентальному склону наблюдаются изломы осей этих складок. Максимальная ширина зоны складчатости от изобаты 100 м до изобаты 600 м составляет около 15 км. Размеры складок в крест простирания осей (половина длины волны) изменяются от 1–2 км в юго-западной зоне участка до 15–16 км в средней зоне участка.

Анализ положения ГВ относительно складчатости свидетельствует о том, что в пределах области перехода от шельфа к континентальному склону (область А), там где размеры складок меньше (юго-западная часть участка) плотность ГВ выше, а там, где размеры складок больше (юго-восточная

часть участка) плотность газовых выделений ниже. Амплитуды изменения рельефа морского дна здесь достигают 100 м, а иногда и более [2].

Складчатость на морском дне может также оказывать влияние на образование оползней (на склонах поднятий), что приводит к уменьшению толщины осадков (играющей роль покрывки), перекрывающих зоны накопления газов и в результате к прорыву газов вверх к морскому дну и выше его, т. е. к образованию так называемых «газовых факелов», которые фиксируются гидроакустикой (рис. 3, а).

Кроме того, процесс складкообразования при определенных значениях тектонических напряжений может вызывать развитие грязевого вулканизма и выжимание поровых вод и глинистых пород по разрывам.

В пределах тех участков шельфа, где слабы эрозионные процессы, и отсутствуют газовые выделения со дна моря, рекомендуется проводить поиски ореолов вторжения УВ по данным гидроакустики или сейсмоакустики (там, где глубинность гидроакустики недостаточна).

ПОИСКИ ОРЕОЛОВ ВТОРЖЕНИЯ ГАЗОВ НА ШЕЛЬФЕ КАК КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Известно [3, 14], что залежи УВ и особенно газа создают в прилегающей к ней вышезалегающей области геологического пространства ореолы рассеяния, которые особенно значительны при переформировании залежей и проявляются в геологическом разрезе в виде изменений физических (скорость, плотность) и петрохимических свойств горных пород. Степень этих изменений, их геометрические размеры и возможность выхода газов на поверхность определяется типом миграции УВ (диффузия, струйная миграция, восходящий поток подземных вод), зависящего от объемов и давлений газа, поднимающегося ко дну моря, а также мощности и свойств прилегающей к нему пачки пород, то есть ее свойств в качестве покрывки. Зоны просачивания газа являются индикаторами наличия залежей УВ на глубине. Для их обнаружения можно использовать акустические методы исследований в более высокочастотном диапазоне рабочих частот по сравнению с традиционной сейсморазведкой по методу общей глубинной точки. Для того чтобы обеспечить глубинность изучения разреза до 200—400 м необходимо применение сейсмоакустического метода с рабочим диапазоном частот 200—700 Гц [14, 21]. Интересные результаты по выделению ореолов вторжения УВ получены по данным сейсмоакустики при инженерно-геологических исследованиях в пределах северо-восточного шельфа о. Са-

халин [13]. В работе [3] приведены примеры ореолов вторжения УВ в пределах шельфа Болгарии по данным сейсмоакустики (частота максимума спектра упругих волн была равной 300 Гц). В пределах континентального склона при глубинах моря 220—325 м и углах наклона дна 2—2.5° открыты формы рельефа типа кратеров, диаметр которых составляет 50—210 м, глубина — 2.5—8 м, а наклон дна — до 14°.

В условиях шельфов Черного и Азовского морей имеются более благоприятные возможности для выделения ореолов вторжения УВ по сравнению с другими регионами Украины. В пределах северо-западного шельфа Черного моря нами выделены ореолы вторжения УВ, которые обычно выделяются на временных или глубинных разрезах сейсмоакустики и гидроакустики по нарушению непрерывности отражающих границ, наблюдаемых под дном моря. На рис. 3, б приведен фрагмент глубинного разреза, полученного по данным гидроакустики (на частоте 3.5 кГц), на котором четко выделяется аномальная область записи, соответствующая «ореолу вторжения газов», который почти достигает морского дна (глубина его кровли составляет около 2 м). Из разреза на рис. 3, б видно, что при глубине моря 130—140 м глубинность гидроакустического профилирования ниже морского дна составляет около 20—25 м. На участке исследований придонные слои, слагающие геологический разрез, имеют субгоризонтальное залегание. Выделяются четыре отражающих границы, мощности интервалов разреза между которыми изменяются от 3—3.5 м для верхних трех интервалов до 7 м у самого нижнего интервала. По оценкам А. А. Шрейдера и др. [25], полученным без учета уплотнения пород, в плиоцене нижний предел скорости осадконакопления (НПСО) в исследуемом районе Черного моря составлял около 22 см/тыс. лет. Используем эти данные для примерного расчета интервала времени образования нижнего интервала разреза, подошва которого соответствует самому нижнему отражению на рис. 3. Расчет времени осадконакопления данного интервала при скорости осадконакопления, равной НПСО, показывает, что формирование данного интервала началось примерно 75 тыс. лет назад. В это время в Европе [5] началась эпоха вюрмского оледенения (называемого валдайским на Русской равнине), продолжавшегося от 80 до 10 тыс. лет назад. Рассматриваемая отражающая граница, вероятно, соответствует скачку в изменении литологии пород от глинистых пород, которые отлагались при глубинах моря около 100—130 м, к песчанистым породам, которые начали отлагаться в определенный период регрессии, которая наступила в эпоху оледенения. Объем их осадконакопления постепенно возрастал по мере обмеления Черного

моря. Из рис. 3, б видно, что на глубинах 20—30 м под дном моря наблюдается большое число ореолов вторжения. Это свидетельствует об огромных объемах УВ, которые находятся под небольшой пачкой слоев, залегающих ниже дна моря. Для прослеживания «корней» этих ореолов вторжения на глубине необходимо использовать сейсмоакустические исследования на частотах 300—700 Гц.

На основании вышеприведенного можно сделать вывод, что поиски ореолов вторжения газов (ОВГ) в придонные отложения имеют важное значение для изучения процессов миграции углеводородов и прогноза на этой основе зон нефтегазонакопления. Поэтому после обработки и интерпретации данных дистанционных методов, обоснование поисковых возможностей которых дается в следующем разделе, в пределах выделенных нефтегазоперспективных участков перед постановкой сейсморазведочных работ рекомендуется проводить сейсмоакустические исследования.

Относительно невысокая стоимость гидроакустического и сейсмоакустического профилирования по сравнению с сейсморазведкой МОГТ, а также необходимость проведения этих работ при инженерно-геологических изысканиях на шельфе позволяют включить эти методы в комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ.

МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПУТНИКОВЫХ ДАННЫХ

Для включения в комплекс исследований по прогнозу нефтегазонасыщенности северо-западного шельфа Черного моря рекомендуется использовать описываемые ниже дистанционные методы.

Эффективность применения дистанционных методов значительно повышается при комплексировании данных разновременной съемки и съемки в различных энергетических диапазонах. При этом необходимым условием создания эффективной методики поисков залежей УВ, основанной на использовании дистанционных методов, является применение современных технологий совместной интерпретации информации, полученной из разных источников. В нашем случае такими технологиями становятся методики геоинформационного моделирования данных (оперирования данными) — ГИС-технологии.

Вопрос о характере аномалий физических полей морской поверхности, и в частности температурного поля, связанных с залежами углеводородов, наряду с рассмотрением механизмов их генерации, освещается уже более двадцати лет. Как правило, он рассматривается в отдельном контексте формирования температуры поверхности моря и причин

ее дифференциации. Кроме того, неоднократно проводились измерения температурных аномалий, как в процессе комплексного изучения морской поверхности, так и непосредственно приуроченные к нефтегазопроисковым работам. Наконец, аномалии обнаруживаются при изучении космической информации — например, тепловых снимков с КА NOAA.

Однако применение дистанционных методов требует наличия достаточно эффективных информативных признаков, какими в данном случае являются параметры, характеризующие тепловые аномалии. Таким образом, из требования повышения эффективности информативных признаков следует необходимость создания специфических физико-математических моделей механизмов и процессов, формирующих эти признаки.

Становится актуальным построение универсальной общей модели формирования и поведения тепловой аномалии в жидкости. Такая модель должна быть многопараметрической, в виде набора систем формальных уравнений, созданной на основе общих гидромеханических и термодинамических представлений, анализе частных решений и эмпирических данных. То же самое можно сказать и об аномалиях поля отраженного от морской поверхности радиосигнала. Однако в этом случае комплексные исследования, ориентированные на поиски залежей УВ, не проводились.

Рассмотрим необходимые модели энергообменных процессов, формирующих в рассматриваемых природных системах информативный сигнал с целью установления некоторых общих закономерностей ассемблирования данных дистанционного зондирования при поисках месторождений углеводородов на шельфе.

Основой настоящего изложения послужили исследования, проводившиеся авторами в течение нескольких последних лет в рамках различных исследовательских программ и проектов в Центре аэрокосмических исследований Земли ИГН НАН Украины. Авторы выражают свою признательность коллегам из Немецкого космического агентства (DLR), Европейского космического агентства (ESA) и Европейского института космических исследований (ESRIN) за предоставленные материалы и поддержку, которая была оказана в рамках различных совместных проектов.

Целью данного исследования является разработка основ методологии дистанционного поиска нефтегазовых месторождений на шельфе с применением комплексирования данных дистанционного зондирования в разных энергетических диапазонах. Это позволяет значительно повысить эффективность поисков залежей нефти и газа. Для достижения этой цели необходимо рассмотреть задачу о

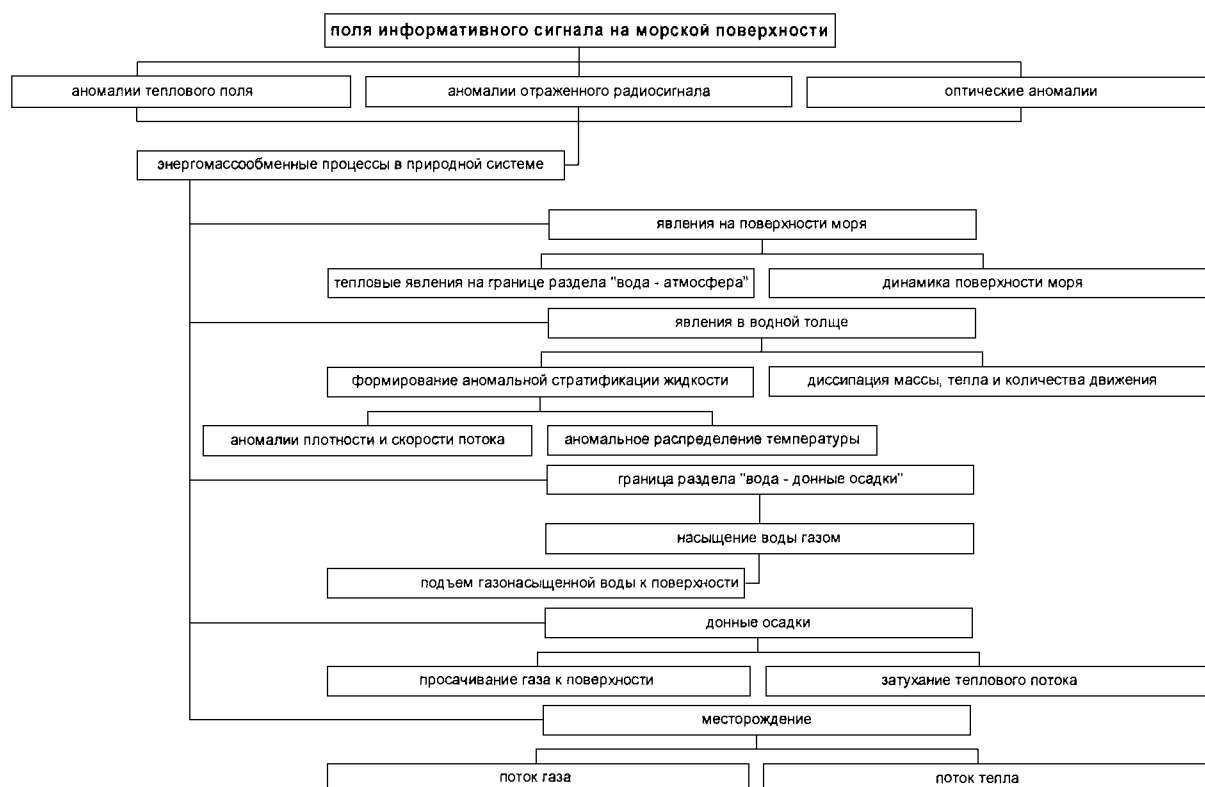


Диаграмма формирования информативного сигнала на морской поверхности

влиянии энергомассообменных процессов над залежами УВ на формирование информативных признаков, которые могут быть использованы при дистанционном зондировании. В этом случае должны быть рассмотрены следующие основные задачи:

— Создание формализованного описания рассматриваемой природной системы.

— Создание физической и математической моделей явлений, влияющих на формирование информативных признаков, получение набора формальных параметрических решений в виде модельных уравнений полей информационных признаков.

— Верификация полученной модели на основе анализа данных дистанционного зондирования.

Рассматриваемая природная система включает в себя: мигрирующие из залежи газы УВ и тепловой поток, а также толщу воды, ограниченную снизу донными осадками, а сверху — атмосферой. Кроме того, в случае активного микроволнового зондирования следует рассматривать параметры падающего и отраженного от поверхности моря излучения.

Формирование информативного сигнала на морской поверхности как результата совокупности протекающих в природной системе энергомассообменных процессов схематически может быть представ-

лено в виде некоторой феноменологической диаграммы.

Основным процессом, определяющим формирование информативного сигнала, следует считать явление поднятия насыщенных газом слоев придонной жидкости на поверхность.

В этом случае поднимающиеся к поверхности насыщенные исходящим от залежи углеводородным газом массы глубинной воды сформируют на морской поверхности аномальное распределение температуры, плотности, поля скоростей и, соответственно, изменят характеристики теплового излучения и динамику морской поверхности, плотностные характеристики поверхностной воды и ее электрические характеристики. На возможности обнаружения этих изменений на фоне стационарного распределения физических полей на поверхности моря и базируется применение дистанционных методов при поисках месторождений УВ на шельфе.

ФОРМУЛИРОВКА ЗАДАЧИ: МОДЕЛЬНЫЙ ПОДХОД

Базовыми уравнениями в нашем случае следует считать классическую систему уравнений [6, 12]:

$$\frac{d}{dz} \left\{ \langle w_j \rangle \frac{d}{dz} \langle w_j \rangle^2 z^2 \right\} = - \frac{1}{K_m \rho} \frac{d\rho}{dz} g \langle w_j \rangle z^2 \cos \theta; \quad (1)$$

$$\langle |\Delta w_j| (\ln w_j) |^p \rangle = \int \prod_{i=1}^n dy_i \{ x \delta(y - 0.5) + (1 - x) \delta(y - 1) \} \gamma_1 |V_n|^p,$$

где w_j — моментальная локальная скорость газожидкостной смеси, z — глубина, ρ — средняя плотность потока, θ — угол между вертикалью и направлением потока, γ — плотность образования колмогоровских вихрей, V — локальный динамический объем, n и j — локальные координаты потока, p — вероятность образования вихря, δ — функция Дирака.

Граничные условия могут быть записаны в виде [14]:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right] - c_1 \rho_1 \frac{\partial}{\partial z} [\langle w_j \rangle T] + B = c_0 \rho_0 \frac{\partial T}{\partial \tau}, \quad (2)$$

где λ — теплопроводность, c_0 — теплоемкость и ρ_0 — плотность донных осадков, c_1 теплоемкость и ρ_1 — плотность воды, B — интенсивность источника тепла, τ — время, T — температура поверхности, описываемая на основе экспериментальных зависимостей. Тепловой поток через границу с атмосферой описывается уравнением [6, 14, 18, 9]:

$$q = -c_1 \rho_1 (\chi_1 + \varepsilon_1) \frac{\partial T}{\partial \tau}, \quad (3)$$

где χ_1 и ε_1 — коэффициенты молекулярной и турбулентной теплопроводности воды, а усреднение температуры T происходит по ансамблю реализаций.

Рассмотрим более детально два основных процесса, ответственных за формирование информативного поискового сигнала на поверхности моря: процесс вертикальной миграции пузырьковой газожидкостной смеси (газлифтный процесс) и взаимодействие радиосигнала с морской поверхностью.

ЗАДАЧА О ДВИЖЕНИИ ПУЗЫРЬКОВОЙ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ К ПОВЕРХНОСТИ; ГАЗЛИФТНЫЙ ПРОЦЕСС

Процесс подъема газожидкостного потока к поверхности — газлифтный процесс, может быть рассмотрен как представление задачи о движении газожидкостной смеси в рамках модели Прандтля со скольжением фаз [6].

Сформулируем основные допущения, в рамках которых была построена формальная модель:

- Движение газожидкостной смеси осуществляется в одном направлении;
- Движение является стационарным, хотя, воз-

можно, что межфазный теплообмен нестационарен; — Пузырьки представляются сферически-симметричными;

— Процессы межфазного обмена массой, теплом и количеством движения можем также считать сферически-симметричными;

— Межфазный массообмен считаем пренебрежимо малым;

— Считаем, что фазовых переходов нет;

— Начальные распределения температуры $T_1(z)$, давления $p_1(z)$, и плотности жидкости $\rho(z)$ считаем известными.

Тогда базовые уравнения, описывающие поведение неравновесной газожидкостной смеси, могут быть записаны следующим образом.

Во-первых, следует рассмотреть уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial(\rho_1 \alpha_1)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_1 \alpha_1 \mathbf{v}_1) = -N j_{12}, \quad (4)$$

$$\frac{\partial(\rho_2 \alpha_2)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_2 \alpha_2 \mathbf{v}_2) = N j_{12}, \quad (5)$$

$$\frac{\partial N}{\partial t} + \nabla \cdot (N \mathbf{v}_2) = \Psi, \quad (6)$$

где N — количество пузырьков в единице объема смеси; j_{12} — эффективность переноса массы для одного пузырька; ρ_1, ρ_2 и v_1, v_2 — плотность и скорость соответственно для жидкой и газообразной фаз; Ψ — функция дробления, слипания, угасания пузырьков; t — время; α_1 и α_2 — объемные концентрации жидкой и газообразной фаз в смеси:

$$\alpha_1 + \alpha_2 = 1. \quad (7)$$

В этом случае плотность равна

$$\rho = \rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2. \quad (8)$$

При допущении сферической симметричности пузырьков мы можем использовать для α_2 следующее уравнение:

$$\alpha_2 = \frac{\alpha_{20} \frac{N}{N_0} \left(\frac{R}{R_0} \right)^3}{\beta_1 (1 - \alpha_{20}) + \alpha_{20} \frac{N}{N_0} \left(\frac{R}{R_0} \right)}, \quad (9)$$

где α_{20}, N_0 — начальная концентрация и количество пузырьков; R — радиус пузырька; β_1 — коэффициент объемного изменения жидкости, определяемый как

$$\beta_1 = \frac{V_1}{V_{10}} = \frac{\rho_{10}}{\rho_1} \left[1 - \frac{j_{12} N (t - t_0)}{V_{10} \rho_{10} N_0} \right]. \quad (10)$$

Здесь $V_{10}, V_1, \rho_{10}, \rho_1$ — объем и плотность жидкости соответственно в начальный t_0 и текущий момент t .

Во-вторых, следует рассмотреть общее уравнение движения смеси в классической форме:

$$\rho_1 \alpha_1 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_1 \cdot \nabla) \right] \mathbf{v}_1 \right\} = -\alpha_1 \nabla p_1 + \nabla^k \tau_1^k - N_{jg}(\mathbf{v}_{12}^y - \mathbf{v}_1) - N_{jg}(\mathbf{v}_{12}^g - \mathbf{v}_1) - N\mathbf{F}_{12} - \rho_1 \alpha_1 \mathbf{g}, \quad (11)$$

$$\rho_2 \alpha_2 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_2 \cdot \nabla) \right] \mathbf{v}_2 \right\} = -\alpha_2 \nabla p_2 + \nabla^k \tau_2^k + N_{jv}(\mathbf{v}_{12}^y - \mathbf{v}_2) + N_{jg}(\mathbf{v}_{12}^g - \mathbf{v}_2) + N\mathbf{F}_{12} - \rho_2 \alpha_2 \mathbf{g}, \quad (12)$$

где $\alpha_1 \nabla p_1$ и $\alpha_2 \nabla p_2$ — обобщенные силы Архимеда — силы межфазного взаимодействия, обусловленные влиянием макрополей давления жидкости; $\nabla^k \cdot \tau_1^k$ и $\nabla^k \tau_2^k$ — силы, обусловленные тангенциальными напряжениями в фазах; $\tau_{1,2}^k$ — тензор вязкого напряжения; \mathbf{v}_{12}^y и \mathbf{v}_{12}^g — скорости межфазного диффузного переноса; g — ускорение свободного падения; \mathbf{F}_{12} — сила межфазного взаимодействия, обусловленная разными скоростями фаз.

Уравнение движения смеси может быть получено как сумма уравнений (11) и (12) без учета вязких напряжений:

$$\rho_1 \alpha_1 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_1 \cdot \nabla) \right] \mathbf{v}_1 \right\} + \rho_2 \alpha_2 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_2 \cdot \nabla) \right] \mathbf{v}_2 \right\} = -\nabla p_1 - N_{j12}(\mathbf{v}_2 - \mathbf{v}_1) - \rho \mathbf{g}. \quad (13)$$

Таким образом, получается модель, где внутрифазные процессы протекают идеально, а межфазные взаимодействия вынесены за границу пузырька. Силы тангенциального напряжения пренебрежимо малы по сравнению с силами межфазного взаимодействия.

Уравнение притока тепла:

$$\rho_1 \alpha_1 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_1 \cdot \nabla) \right] c_{v1} T_1 \right\} = \frac{\alpha_1 p_1}{A \rho_1} \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_1 \cdot \nabla) \right] \rho_1 \right\} - \frac{N\mathbf{F}_{12}}{gA} (\mathbf{v}_2 - \mathbf{v}_1) + Ng - Nj_v \left[\frac{1}{gA} \frac{(\mathbf{v}_{12}^y - \mathbf{v}_1)^2}{2} + (c_{wv} T_v - c_{v1} T_1) \right] - Nj_g \left[\frac{1}{gA} \frac{(\mathbf{v}_{12}^g - \mathbf{v}_1)^2}{2} + (c_{vg} T_g - c_{v1} T_1) \right]; \quad (14)$$

$$\rho_2 \alpha_2 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_2 \cdot \nabla) \right] c_{v2} T_2 \right\} = \frac{\alpha_2 p_2}{A \rho_2} \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_2 \cdot \nabla) \right] \rho_2 \right\} - Ng + Nj_v \left[\frac{1}{gA} \frac{(\mathbf{v}_{12}^y - \mathbf{v}_2)^2}{2} + (c_{wv} T_v - c_{v1} T_1) \right] - Nj_g \left[\frac{1}{gA} \frac{(\mathbf{v}_{12}^g - \mathbf{v}_2)^2}{2} + (c_{vg} T_g - c_{v1} T_1) \right]. \quad (15)$$

Здесь c_{v1} , c_{wv} , c_{vg} , c_{v2} — теплоемкости жидкой фазы, пара, газа и парогазовой фазы соответственно при постоянном объеме; q — межфазный поток тепла; A — механический эквивалент тепловой энергии.

Запишем уравнение притока тепла для одного пузырька:

$$\frac{4}{3} \pi R^3 \rho_2 \left\{ \left[\frac{\partial}{\partial t} + (\mathbf{v}_2 \cdot \nabla) \right] c_{v2} T_2 \right\} = -\frac{p_2}{A} \frac{d}{dt} \left(\frac{4}{3} \pi R^3 \right) + j_v \left[\frac{1}{gA} \frac{(\mathbf{v}_{12}^y - \mathbf{v}_2)^2}{2} + (c_{wv} T_v - c_{v1} T_1) \right] + j_g \left[\frac{1}{gA} \frac{(\mathbf{v}_{12}^g - \mathbf{v}_2)^2}{2} + (c_{wv} T_{2v} - c_{v1} T_1) \right] - q. \quad (16)$$

Основное уравнение движения смеси (в случае стационарного потока) в рамках модели Прандтля может быть представлено как

$$(\rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2) \left(v \frac{dv}{dz} + g \cos \theta \right) + g \frac{dp_1}{dz} = 0, \quad (17)$$

$$p_1 = p_2 - 2\sigma_1/R, \quad (18)$$

$$p_2 = \rho_2 B T_1. \quad (19)$$

Здесь B — газовая константа, θ — угол между вектором скорости и вертикалью.

Допустим, что разница давлений в пузырьке и окружающей жидкости пренебрежимо мала. Тогда общее решение этих уравнений может быть получено в виде

$$v \frac{dv}{dz} + \frac{1}{(m_1 + m_2)} \left[\frac{m_1}{\rho_1} + \frac{m_2 B T_2}{p(z)} \right] \frac{dp(z)}{dz} \cos \theta = 0. \quad (20)$$

Решение этого уравнения является представлением Прандтля движения газожидкостной смеси. Базовое уравнение модели Прандтля имеет вид

$$(\rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2) v \frac{dv}{dz} + g \left[\frac{dp}{dz} + (\rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2) \cos \theta \right] = 0. \quad (21)$$

Кроме того, следует рассмотреть уравнение состояния и уравнение сохранения массы пузырька.

Примем во внимание феномен скольжения фаз, когда $v_1 \neq v_2$. Скольжение зависит от размера пузырька следующим образом:

$$v_2 - v_1 = k_{\Delta v} \tilde{R}^{101}, \quad (22)$$

где \tilde{R} — средний радиус пузырька, который мы можем брать в пределах 0.3—0.7 мм; скорость $v^{(0)}$ берется при постоянной глубине, на которой температура смеси постоянна; мы можем определять ее в пределах 4—10 м/с.

Уравнение скольжения фаз может трансформировано как

$$\rho_1 \alpha_1 v_1 \frac{dv_1}{dz} + \rho_2 \alpha_2 v_2 \frac{dv_2}{dz} = \left[(\rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2) \cos \theta + \frac{dp}{dz} \right] g. \quad (23)$$

Решение уравнения в стандартной системе координат приводит к отношению между скоростями

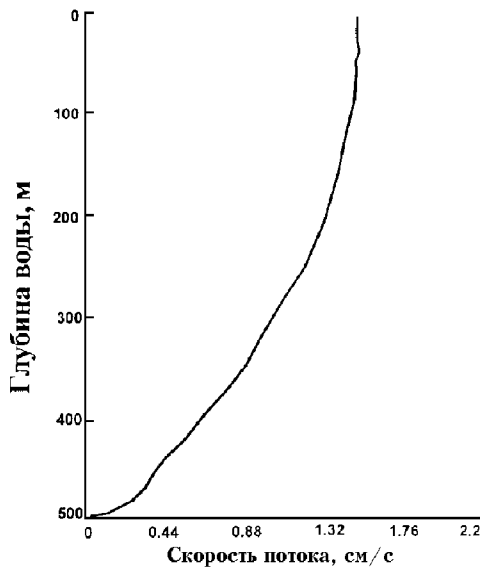


Рис. 4. Результат моделирования движения газожидкостного потока: распределение скорости потока с глубиной (пузырьки радиуса $R = 5$ мм, интенсивность потока пузырьков $500 \text{ м}^{-2}\text{с}^{-1}$)

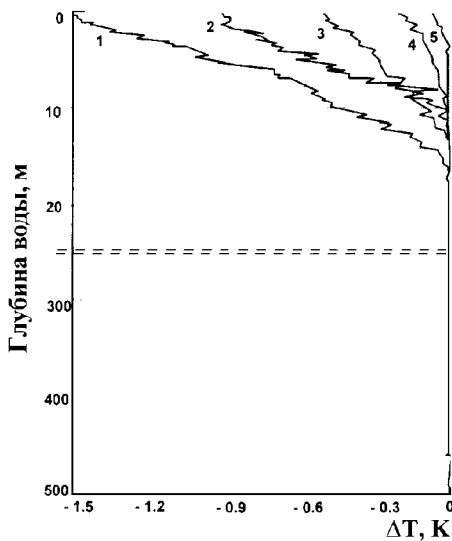


Рис. 5. Результат моделирования движения газожидкостного потока: распределение аномалии температуры жидкости, обусловленное газлифтом. Радиус пузырька $R = 5$ мм; интенсивность потока, пузырьки $\text{м}^{-2}\text{с}^{-1}$: 1 — 2700, 2 — 1900, 3 — 1200, 4 — 500, 5 — 50

фаз, их массой и глубиной z :

$$z = \int \frac{p^{1/3}}{A_1} \left\{ \frac{A_2[(A - Bp - c \ln p)^{1/2} + D]}{p} - A_3 + \frac{A_2(B - c/p)}{2(A - Bp - c \ln p)^{1/2}} \right\} dp + c', \quad (24)$$

где c' — постоянная интегрирования, а буквенные

коэффициенты определяются в виде

$$A = \left(w_{10} + \frac{a}{K_m + 1} \right) + \frac{2K_m p_0 g}{\rho_{10}(K_m + 1)} + \frac{2gp_0 \ln p_0}{\rho_{20}(K_m + 1)},$$

$$A_1 = \frac{3}{8} \frac{c_x a^2}{R_0 \rho_0^{1/2}}, \quad A_2 = \mu a, \quad A_3 = \frac{g}{\rho_{10}}, \quad (25)$$

$$c = \frac{2gp_0}{\rho_{20}(K_m + 1)}, \quad D = \frac{aK_m}{K_m + 1}, \quad B = \frac{2gK_m}{\rho_1(K_m + 1)},$$

где μ — коэффициент присоединенной массы; K_m — массовое отношение фаз: m_1/m_2 ; $a = v_2 - v_1$; c_x — коэффициент сопротивления пузырька в жидкой фазе. Можно также использовать упрощенное уравнение

$$v_1 = \left[v_{10}^2 + \frac{2p_0}{\rho_{20}K_m} \ln p(z) - \frac{p(z) - p_0}{\rho_1} \right]^{1/2}. \quad (26)$$

Приведенные уравнения позволяют описать поведение газожидкостного потока при любом значении координаты z .

Результат моделирования движения газожидкостного потока представлен на рис. 4 и 5.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ РАДИОСИГНАЛА С МОРСКОЙ ПОВЕРХНОСТЬЮ

Рассмотрение этого вопроса основано на подходе, разработанном М. Donelan, W. Person, и J. W. Wright, изложенном в [7, 9].

Первичным механизмом, ответственным за формирование поля отраженного морской поверхностью радарного сигнала, можно считать резонанс Брагга [7, 9].

Уравнение Брагга может быть записано как

$$\lambda_s = \frac{\lambda_r}{2 \sin \theta}, \quad (27)$$

где λ_s и λ_r длины волн морской поверхности и радара, θ — локальный угол падения.

Критерий рассеяния Брагга:

$$\lambda'_s = \frac{\lambda_r \sin \varphi}{2 \sin \theta} = \lambda_s \sin \varphi, \quad (28)$$

где λ'_s — длина поверхностной волны, распространяющейся под углом φ к направлению излучения радара.

Кроме того, коэффициент отражения R равен

$$R = \frac{R_1(\varepsilon_1) + R_2(\varepsilon_1, \varepsilon_2) \exp(-2ikz_1 \sqrt{\varepsilon_1 - \sin^2 \theta})}{1 + R_1(\varepsilon_1)R_2(\varepsilon_1, \varepsilon_2) \exp(-2ikz_1 \sqrt{\varepsilon_1 - \sin^2 \theta})}. \quad (29)$$

где R_1 и R_2 коэффициенты Френеля, которые зависят от угла падения θ и граничных условий; $\varepsilon_{1,2}$ граничная диэлектрическая константа; $z_{1,2}$ — координаты глубины слоя проникновения. Диэлектрическая константа газожидкостной смеси может

быть рассмотрена, согласно [9], как

$$\varepsilon = \varepsilon_w \left[1 + \frac{\rho_g}{(1 - \rho_g)/3 + \varepsilon_w/(\varepsilon_g + \varepsilon_w)} \right]. \quad (30)$$

Или, упрощенно для сантиметровых волн [9]:

$$\sqrt{\varepsilon} = \rho_g + (1 - \rho_g)\sqrt{\varepsilon_w}, \quad (31)$$

где ε_w — значение для жидкой компоненты и ε_g — для газообразной; ρ_g — плотность газа.

Таким образом, в качестве поискового признака следует рассматривать локальное изменение электрических характеристик морской поверхности, приводящее к изменению коэффициента отражения согласно (29).

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Как следует из приведенных моделей, основным процессом, ответственным за формирование аномалий на поверхности моря над залежью, является газлифтное поднятие глубинных вод к поверхности [1, 3, 7].

Результирующее распределение аномалии температуры воды с глубиной представлено на рис. 6.

На основе описанных представлений строится методика моделирования, которая позволяет описать формирование поисковых признаков нефтегазовых залежей и их энергетические и пространственные характеристики, что необходимо для корректной и адекватной интерпретации данных дистанционного зондирования шельфа.

РЕЗУЛЬТАТЫ ДИСТАНЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МОРСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Применение специальных методов дешифрирования и интерпретации тепловых снимков морской поверхности (NOAA/AVHRR, 10.3—11.3 мкм), разработанных в ЦАКИЗ, показывает возможность выявления аномалий, приуроченных к шельфовым месторождениям углеводородов. Во-вторых, радиолокационные съемки морской поверхности в рамках рассматриваемой задачи позволяют исследовать механизмы естественного энергомассопереноса в верхнем слое моря (распределение аномалий, обусловленной метеофакторами, зоны течений, распределение внутренних волн и термически активных поверхностных явлений, например, нефтяных пятен и т. д.). Также доказана возможность обнаружения аномальных распределений отраженного радиосигнала над шельфовыми залежами углеводородов.

В качестве примера обнаружения индуцированных описанными процессами аномалий физических

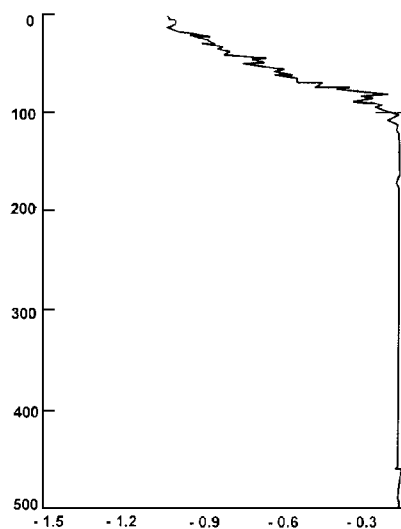


Рис. 6. Результат моделирования распределения аномалии температуры воды над залежами углеводородов

полей морской поверхности, рассмотрим несколько спутниковых снимков, полученных различными космическими станциями в разное время. Аномалии теплового поля морской поверхности северо-западного шельфа Черного моря показаны на рис. 7, динамика поверхности Черного моря — на рис. 8.

Возможности детектирования аномалий отраженного радиосигнала на морской поверхности над месторождениями нефти и газа по данным космической съемки показаны на рис. 9.

Аномалии, показанные на рис. 9, соответствуют известным месторождениям Голицынского и Южно — Голицынского на Северо-западном шельфе Черного моря.

Предлагаемая методика была апробирована ЦАКИЗ в качестве независимой поисковой технологии на различных мировых нефтегазоносных бассейнах, сильно отличающихся по природным условиям. Методика успешно применялась для исследований шельфовых зон Черного и Северного морей, акватории Азовского и Каспийского морей (зоны экономических интересов Казахстана и Туркменистана), шельфа и континентального склона Атлантического океана (Бразилия, Аргентина). Во всех случаях была показана достаточно высокая эффективность применения рассматриваемой методики.

ВЫВОДЫ

На основании вышеизложенного можно предло-

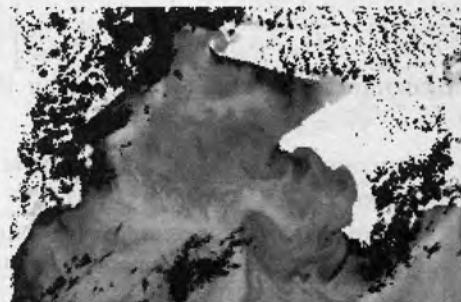
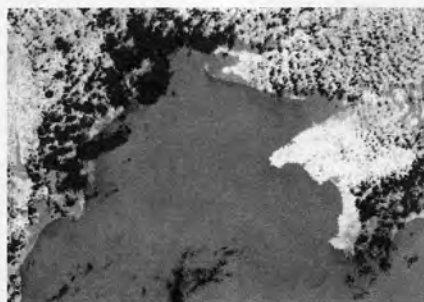


Рис. 7. Тепловой снимок NOAA/AVHRR северо-западной части Черного моря, полученный 15.06.93 в 03^h14^m: а — до обработки, б — после процедуры визуализации (ранжирования энергетических уровней)



Рис. 8. Поле отраженного радиосигнала поверхности Черного моря: а — снимок ERS 1 SAR PRI, 17.06.1995, 08^h33^m; б — снимок ERS 1 SAR PRI, 24.06.1993, 08^h34^m

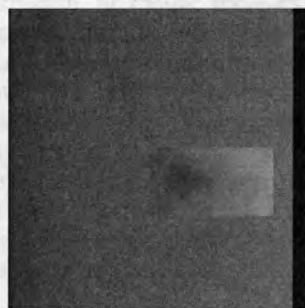
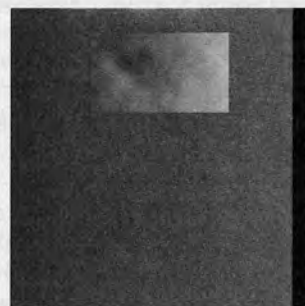
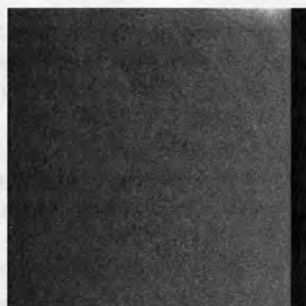


Рис. 9. Поле отраженного радиосигнала поверхности Черного моря: а — снимок ERS 1 SAR PRI, 11.10.1995, 8^h45^m20^s; б — тот же снимок после применения процедуры визуализации (медианная фильтрация и ранжирование энергетических уровней); в, г — то же для снимка ERS 1 SAR PRI, 11.10.1995, 8^h45^m05^s

жить следующую последовательность комплексирования дистанционных и геофизических методов при прогнозе нефтегазоносности в пределах северо-западного шельфа Черного моря на основе изучения зон повышенной флюидопроницаемости, связанных с залежами нефти и газа.

На первом этапе комплексных исследований используются дистанционные методы. В зависимости от этапности исследований (региональный или детальный) применяются различные варианты дистанционных методов.

На втором этапе исследований используются многочастотное гидроакустическое (на частотах 36 и 3.5 кГц) и сейсмоакустическое профилирование (на частотах 300—500 Гц). Эти методы обеспечивают более высокую разрешающую способность при поисках зон повышенной флюидопроницаемости (в том числе зон глубинных разломов, или систем более мелких разрывных нарушений, а также зон повышенной трещиноватости), газовых выделений и ореолов вторжения УВ. На этом этапе на основе совместной обработки и анализа данных первого и второго этапов выделяются нефтегазоперспективные зоны.

На третьем этапе поисков в пределах выделенных нефтегазоперспективных участков проводятся детальные сейсморазведочные работы, результаты которых используются для прогноза ловушек различных морфогенетических типов, а также зон вертикальной миграции флюидов на основе изучения по данным сейсморазведки изменений амплитуд отражений за счет влияния диффузионно-эффузионного потока УВ на акустические свойства геологического разреза. Данные сейсморазведки МОГТ используются также для прогноза зон аномальных тектонических напряжений, а также зон повышенной трещиноватости на основе детального изучения интервальных скоростей и поглощения.

На четвертом этапе поисков проводится нефтегазопроисловое бурение, геофизические исследования скважин, а также комплексный анализ данных, полученных в результате бурения. Эта информация в комплексе с данными первых трех этапов используется для построения модели миграции УВ и прогноза зон нефтегазонакопления в регионе, а также для подготовки рекомендаций по направлениям работ.

Все исследования должны проводиться в одной и той же системе координат, что позволит упростить совместную обработку и анализ данных.

1. Воробийов А. І., Карпенко І. І. Аналіз можливостей урахування латеральних змін сейсмічних швидкостей при підготовці об'єктів до глибокого буріння на нафту і газ (в умовах північно-західного шельфу Чорного моря) // Геодинаміка і нефтегазоносні системи Чорноморсько-Каспійського регіону: Третя міжнарод. конф., Гурзуф, 17—21

- сентября 2001 г.
2. Воробьев А. И. Новые данные о рельефе морского дна северо-западной части Черного моря // Геология и полезные ископаемые Черного моря. — Киев: ОМГОР НАН Украины, 1999.—С. 268—271.
 3. Димитров Л. И. Газово-акустические аномалии осадочного чехла Болгарского шельфа Черного моря // Геологическая эволюция западной части Черноморской котловины в неоген-четвертичное время. — София: Изд-во Болг. АН, 1990.—С. 362—380.
 4. Довжок Э. М., Шпак П. Ф., Бялюк О. Ф. та ін. Нафтогазосний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря. — Київ, 1995.
 5. Кеннет Дж. П. Морская геология: В 2 т. — М.: Мир, 1987.—Т. 1.—397 с.
 6. Костюченко Ю. В. Модель формирования теплового поискового сигнала при дистанционных поисках шельфовых нефтегазовых месторождений // Докл. НАН Украины.—1997.—35.—С. 45-47.
 7. Костюченко Ю. В., В. И. Лялько, Перерва В. М. Теоретико-методические основы и результаты поисков газовых месторождений на шельфе Черного моря с использованием космических съемок // Геология и полезные ископаемые Черного моря. — Киев, 1999.—С. 32—39.
 8. Kostyuchenko Yu., Kitchka A. Environmental Hazards Assessment Case Study for the Ukraine's Offshore // AAPG Internat. Conf.—1999.—P. 31.
 9. Костюченко Ю. В. Информационное моделирование для дистанционных поисков нефти и газа на шельфе // «Новые методы в космическом земледелии». — Киев, 1999.—С. 71—79.—(Препринт / НАН Украины. ЦА-КИЗ).
 10. Кронберг П. Дистанционное изучение Земли. — М.: Мир, 1988.
 11. Лялько В. И. Тепломассоперенос в литосфере. — Киев: Наук. думка, 1985.—260 с.
 12. Лялько В. И., Перерва В. М., Костюченко Ю. В. Об эндогенной составляющей в температурной дифференциации поверхности Черного моря // Геологический журн.—1995.—№ 3.—С. 24—38.
 13. Молисмология Черного моря / Отв. ред. Г. Г. Поликарпова. — Киев: Наук. думка, 1992.—304 с.
 14. Мудрецов В. Б., Жильцов А. М. Аномальные сейсмоакустические зоны на северо-восточном шельфе о. Сахалин // Тихоокеанская геология.—1990.—№ 3.—С. 108—112.
 15. Николаев П. Н. Методика тектонодинамического анализа. — М.: Недра, 1992.—295 с.
 16. Перерва В. М., Лялько В. И., Шпак П. Ф., и др. Новые данные о разломно-блоковой структуре северо-западной части Черного моря по данным аэрокосмогеологических исследований в связи с их нефтегазоносностью // Геологический журн.—1994.—№ 4—6.—С. 78—85.
 17. Перерва В. М., Лялько В. И., Архипов А. И. и др. Прямой поиск залежей нефти и газа дистанционными методами (предварительный опыт, перспективы развития). — Киев, 1995.—83 с.—(Препринт / НАН Украины. Институт геологических наук).
 18. Перерва В. М., Лялько В. И., Шпак П. Ф. и др. Информация ИСЗ «Сич-1» в решении актуальных проблем нефтегазовой геологии // Космічна наука і технологія.—1996.—2, № 3—4.—С. 49—54;
 19. Перерва В. М., Лялько В. И., Шпак П. Ф. Флюидопроводящие структуры и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона // Докл. НАН Украины.—1997.—№ 4.—С. 136—139;
 20. Перерва В. М. Вероятная природа линеаментов, выявляемых аэрокосмическими методами // Геологический журн.—1999.—№ 1.—С. 66—76.

21. Селиверстов Н. И. Сейсмоакустические исследования переходных зон. — М.: Наука, 1987.—109 с.
22. Тимошин Ю. В., Семенова С. Г. Закономерности отображения в волновых сейсмических полях эпигенетического преобразования отложений вокруг залежей нефти и газа // Геология нефти и газа.—1992.—№ 11.—С. 36—41.
23. Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Клещенко С. А. и др. Газовые факелы на дне Черного моря. — Киев: ОМГОР НАНУ, 1999.
24. Шпак П. Ф., Чебаненко И. И., Клочко В. П. и др. Оценка нефтегазоносного потенциала подводных недр Черного и Азовского морей с позиций разломно-блоковой тектоники. — Киев, 1993.—63 с.—(Препринт / НАН Украины. ИГН).
25. Шрейдер А. А., Казьмин В. Г., Финетти И. и др. Особенности осадко-накопления в Черном море // Океанология.—2001.—41, № 3.—С. 437—446.
26. Юдин В. В., Герасимов М. Е. Геодинамическая модель Крымско-Черноморского и прилегающих регионов // «Геодинамика Крымско-Черноморского региона»: Сб. матер. конф. — Симферополь, 1997.—С. 16—23.
27. Donelan M., Person W. Radar Scattering and equilibrium ranger in wind-generated waves with applications to scatterometry // J. Geophys. Res.—1987.—92.—Р. 5.
28. Wright J. W. Detection of ocean waves by microwave radar: the modulation of short gravity-capillary waves // Bound. Layer Meteorol.1978.—13.—Р. 87—105.

Наземная заверка результатов

дистанционного зондирования

гидрогеологических объектов

В. Н. Подорван, Ю. Ф. Филиппов

Центр аэрокосмических исследований земли Института геологических наук НАН Украины, Киев

Дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ), в частности СВЧ-зондирование, позволяет оперативно решать региональные гидрогеологические и гидрологические задачи.

К ним относятся прежде всего задачи определения влажности пород (почвогрунтов) зоны аэрации; глубин залегания уровней грунтовых вод (УГВ); обследование районов подтопления (заблачивания), примыкающих к закрытым шахтам; изучение водного баланса на орошаемых массивах, вдоль трасс каналов, в районах водохранилищ, отстойников сточных вод и других естественных и техногенных водных объектов.

Для региональных задач ДЗЗ является вполне обоснованным, так как размеры объектов соизмеримы с масштабами аэрокосмических съемок.

При съемках локальных объектов возникают определенные затруднения, требующие подтверждения результатов ДЗЗ путем проведения наземных исследований на создаваемых тестовых (эталонных) участках.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИН ЗАЛЕГАНИЯ УРОВНЕЙ ГРУНТОВЫХ ВОД

При определении глубин залегания УГВ сигнал СВЧ-зондирования проникает на глубину до 2 м от поверхности земли [6]. В то же время в естествен-

ных условиях почвогрунт всегда содержит некоторое количество влаги. В ненасыщенных почвогрунтах влага может адсорбироваться на поверхности частиц, испаряться, передвигаться в виде пленки под действием капиллярных и гравитационных сил. При этом чем меньше размеры частиц почвогрунта, тем больше поверхность капиллярной влаги в сравнении с ее массой, и следовательно, тем большую роль играют менисковые силы по отношению к силе тяжести. Заполняя сечения капилляров, влага передает гидростатическое давление и при разности напоров в двух точках передвигается. Движение влаги вверх происходит под воздействием капиллярных сил от УГВ на высоту, соответствующую силе капиллярного всасывания, образуя капиллярную зону.

В связи с вышесказанным, СВЧ-сигнал фиксирует лишь верхнюю границу капиллярной каймы.

При полном смачивании частиц высота капиллярного подъема влаги по действием капиллярных сил от УГВ по пористой среде может быть определена по формуле Жюрена [3]

$$h = 2\eta / (g\rho R) = 0.15/R, \quad (1)$$

где h — высота капиллярного поднятия, см; η — поверхностное натяжение воды, Н/м; $g = 9.8 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения; ρ — плотность воды, кг/м^3 ; R — радиус капиллярного промежут-