

Рафаил Контарович, Павел Бабаянц, Юрий Блох, д.ф.-м.н., Сергей Скловский
ГНПП «Аэрогеофизика»

АЭРОГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА.

Аэрогеофизика – одна из немногих отраслей современных знаний, в которых отечественные представители могут успешно конкурировать с Западом. Более того, по целому ряду направлений приоритет отечественной аэрогеофизической школы неоспорим. Преимуществом отечественной школы является ориентация на использование серийной авиационной техники. Это обеспечивает высокую мобильность аэрогеофизических технологий при низкой стоимости выполняемых работ. Современные аэрогеофизические технологии успешно конкурируют с аналогичными наземными съемками по точности и детальности, по производительности существенно их превосходят, хотя стоят значительно дешевле. В последние годы расширились области применения аэрогеофизических методов и спектр решаемых с их помощью задач, что в полной мере нашло свое отражение при изучении объектов нефтегазового комплекса.

Аэрогеофизические методы и технологии находят свое применение на всех этапах обследования нефтегазоперспективных территорий, начиная с ранних стадий опосискования и вплоть до транспорта добытой нефти. При этом использование результатов аэрогеофизических съемок (в первую очередь, аэромагнитной и аэрогравиметрической) на ранних стадиях изучения перспективных территорий прочно вошло в практику мировых лидеров нефтяного бизнеса. Для ведущих нефтяных компаний России такая тенденция стала просматриваться лишь в последние годы, причем в значительной мере их интересы связаны с переинтерпретацией материалов прошлых лет. Представляется, что в ближайшее время данная тенденция будет развиваться. Это в первую очередь связано с совершенствованием аэрогеофизических технологий, обусловленным широким внедрением в практику работ спутниковых навигационных систем, использованием современной элементной базы (микропроцессорных технологий), развитием новых систем интерпретации данных, основанных на использовании высокопроизводительной компьютерной техники.

В результате появилась возможность ставить перед аэрогеофизическими методами и успешно решать такие задачи, которые некоторое время назад считались неразрешимыми.

Изучение геологического строения нефтегазоперспективных территорий

Ведущими методами для этой задачи, с учетом необходимой глубинности и разрешения, являются аэромагнитная съемка и аэрогравиметрия. Современные аэромагнитометры характеризуются высокими разрешением (до 0,0005 нТл) и производительностью (до 10 измерений в секунду), что обеспечивает расстояние между точками наблюдения не более 10 м при использовании самых скоростных носителей. По своим характеристикам аэромагнитная съемка не уступает наземным аналогам и обеспечивает среднеквадратическую погрешность, определяемую по независимым повторным измерениям, не хуже ± 1.5 нТл.

Современные аэрогравиметрические комплексы обеспечивают точность определения гравитационной аномалии 0,8 мГал в самолетном варианте и около 0,5 мГал при использовании вертолета, что отвечает кондициям гравиметрической съемки масштаба 1:100 000. С учетом того, что большая часть территории России покрыта Государственными съемками масштаба 1:200 000, районы применения аэрогравиметрии пока ограничиваются труднодоступными территориями, областями континентального шельфа и транзитных зон. Однако аппаратурная база и технологии метода развиваются бурными темпами, и в ближайшее время, возможно даже в текущем году, следует ожидать существенного прогресса с обеспечением кондиционных

съемок более крупных масштабов. При этом использование гравиметрических данных для изучения нефтегазоперспективных территорий вне зависимости от того, каким способом они были получены, представляется нам абсолютно необходимым.

Весьма жесткие требования при выполнении работ по заказам нефтяных компаний предъявляются к навигационному обеспечению аэрогеофизических съемок. Погрешность определения плановых и высотных координат точек наблюдений не должна превышать ± 3 м. Это достигается использованием современных спутниковых систем навигации, обеспечивающих регистрацию данных с частотой до 5 измерений в секунду, и специальными системами обработки – дифференциальной коррекции – с привлечением данных дополнительных станций наземного базирования.

Высокое качество полевых аэрогеофизических материалов позволяет получать информацию о весьма тонких элементах строения осадочного чехла. Тем не менее, определяющим для наших методов является изучение строения кристаллического фундамента, ибо, лишь исключив из исходных полей составляющую, обусловленную влиянием фундамента, можно выявлять гораздо менее контрастные особенности полей, связанные с образованиями осадочного чехла.

Изучение геологического строения кристаллического фундамента

Указанная задача включает несколько аспектов. С одной стороны, знания о геологическом строении фундамента помогают правильному пониманию процесса формирования осадочного чехла и закономерностей размещения в нем нефтяных и газовых месторождений. С другой стороны, открытие в породах верхней части кристаллического фундамента нескольких десятков крупных и уникальных месторождений углеводородов, в том числе таких, как Белый Тигр во Вьетнаме, показало непосредственные перспективы поисков нефти и газа в самом фундаменте. Ведущим аэрогеофизическим методом в решении этой задачи является магниторазведка. Дело в том, что в пределах платформенных областей основная часть аномального магнитного поля связана именно с верхней частью кристаллического фундамента. Фактически в таких регионах аэромагниторазведка является прямым методом изучения верхней части фундамента, что в процессе интерпретации эффективно реализуется с помощью созданного в ГНПП «Аэрогеофизика» пакета программ «СИГМА-3D».

На первом этапе интерпретации с помощью программы ROMGAS определяется форма рельефа кровли фундамента путем анализа амплитудного спектра магнитного поля в скользящих окнах. Точность картирования, естественно, существенно зависит от качества данных съемки. Материалы государственной аэромагнитной съемки масштаба 1:200 000 допускают определение глубин с относительной точностью около 10%. В частности, при изучении Московской синеклизы среднеквадратическая погрешность определения глубины кровли фундамента, оцененная по данным бурения в 394 скважинах, оказалась равной 267,5 м. Для материалов современных детальных и прецизионных съемок точность еще выше. Так, в Предволжье Татарстана среднеквадратическая погрешность определения глубины кровли кристаллического фундамента по материалам современной аэромагнитной съемки масштаба 1:25 000 составила 26,4 м при средней глубине около 2 км, что соответствует относительной точности 1,3%.

На втором этапе интерпретации с помощью программы REIST из того же пакета «СИГМА-3D» строится модель субгоризонтального слоя с латерально изменяющейся намагниченностью. Верхняя кромка этого слоя задается по данным бурения, сейсмоки, электромагнитных зондирований, а также с учетом данных, полученных с помощью программы ROMGAS. Нижняя кромка слоя, как правило, принимается горизонтальной, а ее альтитуда оценивается по спектру интерпретируемого поля, хотя в принципе и нижняя граница может задаваться на основе априорной информации. По нашему мнению, именно в такой модели применительно к рассматриваемой задаче оптимально разрешаются традиционные противоречия между практической полезностью аппроксимирующей конструкции и единственностью получаемого для нее решения, что и позволяет применять эту методику в самых разнообразных геологических условиях. С помощью итерационной оптимизации

программа REIST осуществляет автоматическое моделирование аномального поля в реальных точках наблюдения с учетом их высоты над геоидом и неравномерности расположения на участке съемки.

Программы ROMGAS и REIST применяются также и для интерпретации данных гравитационных съемок, в том числе и аэрогравиметровых, что в итоге дает возможность построить две карты эффективных физических свойств фундамента: петромагнитную и петроплотностную. В отличие от разнообразных трансформант, традиционно применяющихся при геологическом истолковании данных магниторазведки и гравиразведки, петрофизические модели, созданные программами пакета «СИГМА-3D», принципиально не содержат тех искажений, которые присущи большинству методик фильтрации и связаны с недоучетом разновысотности точек измерений, неравномерности исходных сетей, а также различий в глубинах источников. В связи с этим распознавание геологических образов по матрицам распределения эффективных физических свойств, а не по трансформантам полей методологически является значительно более предпочтительным. В пакет «СИГМА-3D» входит программа CLASS2, предназначенная для интерактивной двухпараметровой классификации. С ее помощью можно разделять двумерную гистограмму любой пары параметров, распределенных на произвольных площадях, на непересекающиеся, статистически однородные классы с одновременным построением карты выделяемых классов. Основное назначение данной программы в пакете – это структурно-вещественное картирование и анализ выделяемых комплексов по петрофизическим картам эффективных плотностей и намагниченностей, получаемых в результате работы программы REIST. На рис. 1 представлены распределения эффективных намагниченности и плотности на территории Московской синеклизы, а также результаты их классификации, причем все три карты изображены на рельефе кровли кристаллического фундамента.

Детали строения выделенных с помощью программы CLASS2 структурно-вещественных комплексов пород кристаллического фундамента могут быть уточнены по картам локальных составляющих распределения эффективных намагниченности и плотности. Подчеркнем еще раз, что результаты фильтрации петрофизических карт характеризуются значительно большей геологической информативностью по сравнению с данными фильтрации исходных полей. На основании анализа таких карт уверенно картируются как пликативные, так и дизъюнктивные структуры верхней части фундамента. Известно, что количество разрывных нарушений в осадочном чехле и фундаменте на единицу площади является одним из наиболее значимых критериев оценки перспектив нефтегазоносности. При малом их числе затруднена миграция углеводородов в потенциальные ловушки, а при большом – происходит их чрезмерное рассеивание. В связи с этим выявление разломов в фундаменте и осадочном чехле, а также прослеживание их унаследованности по данным аэрогеофизических методов помогает в решении одной из важнейших задач нефтегазовой геологии.

Анализ распространения структур фундамента, выявленных на предыдущих этапах интерпретации, на глубину может проводиться с помощью интерпретационной томографии, которая реализована в пакете «СИГМА-3D» как в аппроксимационном, так и в фильтрационном вариантах.

Аппроксимационный вариант осуществляется с помощью программы REIST. При этом последовательный процесс моделирования наиболее глуболежащих слоев и вычитания их полей из наблюдаемого дает возможность присущего томографии послойного изучения среды, естественно, с теми теоретическими ограничениями, которые характерны для данных задач. Фильтрационный вариант реализован в программе DVOP. В нем используется специальный оптимальный фильтр, позволяющий выделить в спектре Фурье анализируемого поля диапазон гармоник, наилучшим образом отвечающий заданным глубинам пересчета. Далее поле аппроксимационно продолжается вниз на ряд горизонтов в нижнее полупространство и преобразуется к искомому эффективному параметру: намагниченности либо плотности. На рис. 2 представлены результаты интерпретационной томографии по данным аэромагниторазведки

на северо-западе Прикаспия, на которых четко прослеживается изменение соответствующих структурных планов.

Изучение особенностей геологического строения осадочного чехла

Еще одна группа задач, решаемых аэрогеофизическими методами при поисках месторождений углеводородов, - это выделение аномалий от структур осадочного чехла и их количественное истолкование. Очевидно, в общем случае задача разделения полей фундамента и осадочного чехла не имеет единственного решения, и в этих условиях обычно пытаются, насколько возможно, подавить связываемую с глубокозалегающими источниками низкочастотную часть аномального поля различными методами фильтрации. Однако все такие методы неминуемо выводят остаточные поля, связываемые с осадочным чехлом, из физически реальных или, как говорят, истокообразных классов. В итоге полученные после фильтрации остаточные поля, строго говоря, уже вообще не подлежат дальнейшей количественной интерпретации. Этого принципиального недостатка лишен подход, реализуемый в пакете программ «СИГМА-3D»: для разделения, как правило, оказывается достаточным вычесть поле модели фундамента, полученное программой REIST, из исходного аномального поля, то есть фактически провести геологическое редуцирование. Хотя и этот подход, понятно, не способен преодолеть теоретическое отсутствие единственности решения задачи разделения, он, тем не менее, сохраняет истокообразность разделяемых компонент и допускает их дальнейший количественный анализ. Опыт применения данного подхода в самых разнообразных физико-геологических условиях показал его эффективность.

Выделенное поле от осадочного чехла далее также анализируется программами пакета «СИГМА-3D». С помощью программы ROMGAS картируются субгоризонтальные поверхности раздела пород в чехле, с помощью программы REIST строятся модели распределения плотности и намагниченности пород чехла, программа DVOP помогает изучать структуры чехла на основе фильтрационной томографии. Изучение структур чехла можно вести, применяя не только программу классификации CLASS2, но также входящую в пакет программу OPRES, в которой реализовано вероятностное распознавание аномалий заданной формы на базе алгоритмов оптимального приема. Помимо этого при изучении структур осадочного чехла весьма эффективным оказывается мультипольный подход. Дело в том, что субгоризонтальные намагниченные пласты создают специфические магнитные аномалии, в которых преобладает не дипольная, как у большинства геологических объектов, а квадрупольная составляющая. Целенаправленный анализ квадрупольной составляющей в редуцированном магнитном поле дает возможность выявлять перспективные с точки зрения поисков нефти и газа антиформы, для чего также применяется программа REIST. С ее помощью редуцированное поле аппроксимируется набором полей квадруполей, расположенных по квадратной сетке на некоторой горизонтальной плоскости в нижнем полупространстве. При этом антиформы обычно отмечаются максимумами квадрупольных моментов, а синформы – минимумами.

На рис. 3а представлена карта изодинам ΔT , полученная в результате аэромагнитной съемки Предволжья республики Татарстан. Аномальное поле здесь изменяется от -428 до $+1228$ нТл. Остаточные аномалии после вычитания поля модели фундамента показаны на рис. 3б, их стандарт составляет $7,4$ нТл. На рис. 3в показана карта распределения модулей моментов квадруполей, размещенных на горизонте -400 м, которая получена на втором этапе работы программы REIST. Среднеквадратическая погрешность подбора на этом этапе снизилась до $0,38$ нТл. Очевидно, сложные многоэкстремальные аномалии от структур осадочного чехла в результате вычисления квадрупольных моментов объединились в поля более простой морфологии. На карте отчетливо выделяются три основных области с различной интенсивностью и направленностью складчатых образований в верхней части разреза осадочного чехла, интерпретируемые как крупные по масштабам обособленные тектонические образования. Границы между ними рассматриваются как границы структурно-седиментационных зон. Подзоны внутри выделенных областей рассматриваются как средние по масштабам тектонические формы, вероятнее всего, представляющие собой обособленные блоки с различным тектоническим развитием. Южная часть карты распределения модулей моментов

квадруполей показана на рис. 3г в более крупном масштабе, а на рис. 3д в том же масштабе представлен фрагмент карты кровли пород казанского яруса. Их сопоставление достаточно убедительно демонстрирует эффективность мультипольного подхода.

Выявление прямых признаков локализации залежей

Месторождения углеводородов отражаются в той или иной форме всеми видами геофизических и геохимических полей, а также в спектрах электромагнитного излучения, фиксируемого при аэросъемке. Однако достоверность обнаружения и контрастность аномалий далеко не всегда отвечают практическим требованиям, хотя *postfactum* они устанавливаются, как правило, всегда. Не вызывает сомнений, что наибольший эффект от использования мобильных и дешевых аэрогеофизических методов заключается в детальном изучении геологического строения территорий и за счет этого – более точного позиционирования дорогостоящих сейсмических работ и проверочного бурения. В то же время представляется весьма целесообразным исследовать возможность выявления прямых признаков локализации залежей в аэрогеофизических данных, тем более, что дополнительные затраты для решения этой задачи крайне незначительны.

Основы методики поисков месторождений углеводородов были разработаны для объектов, представленных ловушками антиклинального типа, и, кроме того, для объектов типа блок фундамента – локальная структура в осадочном чехле. Особенности выделения таких структур, в первую очередь, в потенциальных полях, детально рассмотрены в работах В.М. Березкина, позднее наиболее последовательно ими занимались представители Санкт-Петербургской геофизической школы (В.Г.Мавричев и др.). Вопросы геохимии месторождений разрабатывались главным образом сотрудниками ВНИИЯГГ, опубликовавшими ряд обобщающих работ и методических пособий, а также сотрудники НПО «Рудгеофизика».

За рубежом выделение концентрических аномалий потенциальных полей и аналогичных радиогеохимических аномалий совместно с дешифрированием спектрозональных космоснимков являются обязательными при поисковых работах на углеводороды. Следует отметить при этом, что ландшафтная обстановка основных нефтедобывающих регионов мира, как правило, отличается от традиционных нефтегазоносных районов Российской Федерации. Так, изменение отражательной способности земной поверхности в отдельных диапазонах спектра на снимках, связанное с насыщением пород составляющими УВ, маловероятно для выявления в условиях тайги и тундры, а изменение видовой составляющей растительности под влиянием флюидного потока вряд ли актуально для болотистых районов, являющихся самостоятельными генераторами легких углеводородов. Существенное экранирующее влияние указанных факторов также приводит к нивелированию тепловых контрастов, вызванных внутрикоровыми тепловыми потоками.

Особенности проявления залежей УВ в физических полях

Месторождение нефти и газа определяется наличием коллектора, представленного комплексом пород с повышенной пористостью, к которому по тем или иным каналам подводится (подводился) флюид. При этом коллектор должен быть перекрыт слоем пород, удерживающим углеводороды или препятствующим рассеиванию их в иные горизонты со скоростями равными или большими чем поступление.

Наиболее четко выделяются структуры, создаваемые антиклинальными ловушками, приуроченными к одиночному блоку фундамента, формирующему антиклинальную складку в платформенном чехле. Установлено, что в пределах такой антиформы возникают столбообразные зоны изменения физических свойств пород, связанные с повышенной трещиноватостью в пределах антиклинали и, особенно, в зонах тектонического ограничения блока (как наиболее подвижной части структуры).

В пределах «столба», за счет повышенной миграции углеводородов происходят геохимические процессы, связанные, прежде всего, с окислением и, как следствие, изменяющие РН и ЕН среды а, следовательно, и гетерогенную миграцию, растворение и осаждение химических элементов, составляющих матрицу породы, а также элементов, приносимых как

подземными водами так и потоком углеводородов. В пределах залежи, подводящих путей, и вышерасположенного столба происходит закономерное изменение физических свойств пород: плотности, магнитной восприимчивости, электропроводности, акустических свойств.

По отношению к магнитным свойствам подробно этот вопрос был рассмотрен, в частности, В.М. Березкиным (1988). По его данным, существует сложная схема окисления - восстановления минералов железа, что с учетом сопутствующих факторов «...может приводить к различным магнитным аномалиям над продуктивными структурами: положительным, отрицательным и знакопеременным».

Обычно предполагается, что в строении субвертикальной зоны изменения над залежью следует выделять две подзоны: нижнюю, характеризующуюся восстановительным режимом, приводящим к уменьшению содержания магнитных минералов и, прежде всего, магнетита, и верхнюю, окислительную, где, наоборот, предполагается появление вновь образованного магнетита. Сочетание этих зон и определяет конечный тип магнитной аномалии над объектом.

По отношению к радиогеохимическим методам предполагается, что формирование залежи сопровождается «...образованием наложенных ореолов рассеяния, сформированных за счет дальней миграции металлов, находящихся в подвижных формах» (Рысс и др. 1990). Подобные аномалии были изучены в свое время над известными месторождениями Западной Сибири, Белоруссии, в Волго-Уральском районе. Несмотря на спорность и гипотетичность предположений, положенных в основу методики, подобная схема геохимических преобразований имеет место и отчетливо проявляется при масштабных экспериментах по изучению последствий экологических катастроф, связанных с выбросами и разливами нефти, разливами сточных вод. В части, касающейся дистанционных методов, структура геохимических полей должна быть отражена в специфике проявления аномалий естественных радионуклидов (U, Th, K).

Положительный опыт использования радиогеохимических методов для поисков месторождений нефти и газа имеется как у нас в стране, так и за рубежом, однако пока еще аэрогамма-спектрометрия не заняла подобающего места в комплексе методов, использующихся для решения указанной задачи. Потенциальная эффективность метода основывается на косвенном проявлении в поле радиоактивности индикаторов залежи, поступающих к поверхности вместе с летучими флюидами.

Информативность геоэлектрических параметров по отношению к задаче локализации залежей углеводородов сомнений не вызывает. Однако дело осложняется малой глубиной дистанционных модификаций метода. Использование аэроэлектроразведочных методов развивается в двух направлениях:

- а) выявление аномалий проводимости в перекрывающих залежи углеводородов толщах, обусловленных вертикальной миграцией флюидов;
- б) выявление областей повышенной поляризуемости, связанных с сульфидизацией перекрывающих толщ и обусловленных той же причиной.

Первый опыт использования аэроэлектроразведки для поисков углеводородов относится к методическим работам с вертолетной модификацией метода переходных процессов (МПП) на ряде объектов Волго-Уральской провинции в 1985-93 гг. Полученные положительные результаты послужили основанием развертывания опытно-производственных работ, которые, к сожалению, были остановлены начавшимися в стране преобразованиями. Однако результаты работ на территории Удмуртии, Татарстана, Восточного Прикаспия послужили основанием для рекомендаций по включению АМПП в обязательный комплекс опережающих работ.

Для оценки возможностей картирования ореолов измененных пород над залежами углеводородов фирма Geoterrex (отделение компании CGG-Canada) провела опробование канадской системы GEOTEM для аэроэлектроразведки методом переходных процессов на известных месторождениях нефти в Неваде. Результаты были представлены в виде карты распределения постоянной времени затухания τ переходного процесса. Области положительных значений τ хорошо увязываются с положением продуктивных скважин.

Ряд публикаций последних лет указывают на возможность идентификации эффектов ВП по результатам наблюдений неустановившегося электромагнитного поля. Это открывает новые возможности для аэроэлектроразведки, поскольку факт обогащения сульфидами перекрывающих залежи толщ за счет миграции флюидов можно считать установленным.

Несмотря на многочисленные свидетельства эффективного использования аэроэлектроразведочных методов для поисков месторождений нефти и газа, работы этого направления не прошли еще опытно-методической стадии. Вероятно, следует ожидать некоторого оживления этого направления с доведением новых модификаций электроразведки, в т.ч. самолетного варианта метода переходных процессов.

Мониторинг территорий и объектов нефтегазового комплекса

Инженерно-экологический комплекс аэрогеофизических исследований включает в настоящее время аэрогамма-спектрометрию, газовую, аэрозольную и тепловую инфракрасную (ИК) аэросъемки. С его помощью решается широкий круг задач, связанных с оценкой экологического состояния воздушной среды, поверхности земли и водоемов; определением местоположения и диагностикой подземных тепловых сетей и продуктопроводов; выявлением и установлением источников несанкционированных сбросов коммунальных и промышленных вод в реки и водоемы; обнаружением и картированием очагов возгорания на торфяниках, в лесных массивах и свалках; обнаружением утечек из накопителей жидких отходов и т.п.

Применительно к объектам нефтегазового комплекса представляются целесообразными следующие направления использования указанного комплекса.

Экологическая паспортизация территорий нефтедобычи

В состав аэрогеофизического комплекса дистанционного экологического мониторинга территорий включаются все перечисленные выше методы. Результаты работ представляют исчерпывающую информацию о состоянии воздушной и водной среды, состоянии земной поверхности.

Газовая аэросъемка выполняется с использованием цифровых высокочувствительных трассовых газоанализаторов. Приборы предназначены для оперативного измерения суммарной концентрации двуокисей азота и серы, метана, пропана, других углеводородов в приземном слое атмосферы вдоль линии полета летательного аппарата. При этом погрешность измерений не превышает 15%. В результате выполнения съемок строятся карты концентраций анализируемых газовых компонент, детально иллюстрирующие интегральные уровни загрязнения воздушной среды в период проведения аэросъемки.

Аэрозольная аэросъемка позволяет определить концентрации свыше 60 химических элементов – загрязнителей в аэрозоле воздуха. Отбор проб в процессе полета осуществляется на специальные фильтры, отобранный на фильтры аэрозоль анализируется затем в лабораторных условиях атомно-абсорбционным и атомно-эмиссионным анализами. Чувствительность современных методов анализа позволяет определять концентрации отдельных элементов в доли мкг/м^3 . По результатам работ строятся карты концентраций отдельных элементов-загрязнителей, а также суммарной аэрозольной компоненты.

Аэрогамма-спектрометрия выполняется по стандартной методике с использованием 512-канального цифрового спектрометра с полициновыми детекторами NaJ(Tl) фирмы EXPLORANIUM. По результатам съемки определяется зараженность территории естественными (K, U, Th) и искусственными радионуклидами, общий радиационный фон. Оригинальная технология обработки данных позволяет выполнять по данным аэрогамма-спектрометрии картирование распределения на изучаемой площади локальной составляющей свободного радона, контролирующего геодинамические зоны (зоны современных разломов).

Тепловая инфракрасная аэросъемка осуществляется с помощью специализированной сканирующей аппаратуры, обеспечивающей пространственное разрешение не хуже 0,25 м при высоте полета до 500 м. Чувствительность аппаратуры составляет $0,05^\circ$ при температуре фона $+20^\circ\text{C}$. В процессе ИК аэросъемки цифровое изображение записывается на жесткий диск бортового компьютера с одновременной визуализацией измерений на экране монитора,

сжатием информации в режиме реального времени с последующей архивацией данных на CD-ROM (CD-RW) дисках. Одновременно съемка может вестись в четырех спектральных диапазонах, что позволяет получить информацию как в области отражений (видимый и ближний ИК-диапазон), так и излучений (тепловые поля дальнего ИК-диапазона). С помощью инфракрасной аэросъемки возможно картирование областей разлива нефтепродуктов, осуществление контроля состояния водной поверхности, определение областей и характера нарушения растительного покрова и т.п.

Составление экологического паспорта территорий и последующий мониторинг целесообразен в пределах территорий, на которых начинается освоение нефтяных и газовых месторождений. Это тем более оправдано, что во многих случаях хронические экологические проблемы регионов зачастую пытаются списывать на деятельность добывающих компаний.

Оценка состояния нефте- и газопроводов

Возможность контроля состояния продуктопроводов с помощью тепловой аэросъемки можно оценить по следующим соображениям. Нефть и газ в трубопроводах перекачиваются под большим давлением, что вызывает повышение температуры продукта до 50°C и формирует линейную положительную аномалию (рис. 4). При возникновении утечки нефти через свищ или трещину происходит переход жидкой фракции легких углеводородов в газовую, и в результате эффекта Джоуля-Томсона понижается температура среды (грунта, воды), в которую поступает продукт выброса. Следовательно, даже при подземной прокладке трубопровода малые утечки создают на поверхности перекрывающего грунта локальные отрицательные аномалии на фоне «теплого» следа самой трассы, не определяемые визуально, которые должны регистрироваться тепловой съемкой.

Нефтяные загрязнения на поверхности достаточно уверенно распознаются на тепловой карте местности, так как коэффициенты излучения нефти и естественного фона в ИК диапазоне характеризуются разными величинами и, следовательно, формируется выразительный радиационный контраст. Кроме того, в диапазоне 12 мкм находится спектр поглощения сопутствующего нефтяного газа этана. Все это приводит к формированию отрицательной аномалии теплового поля. При этом величина контраста в значительной степени определяется условиями съемки (температура воздуха, влажность, облачность, осадки). Для увеличения достоверности выявления мест утечки и поверхностного загрязнения необходимо сочетание данных разновременных съемок (дневной и ночной).

При утечках из газопровода за счет адиабатического расширения температура грунта над утечкой понижается настолько значительно, что иногда грунт покрывается инеем. Отрицательная высококонтрастная аномалия имеет небольшие размеры (первые метры) и близкую к изометричной форму (рис. 5). Во время съемки газопровода в Саратовской области были выполнены термометрические наблюдения, которые показали, что контрастность отрицательной аномалии в месте утечки составляет 4 - 6°. Наблюдения производились в условиях избыточного переувлажнения за счет снеготаяния. В летний сухой период контраст, вероятно, будет значительно больше, так как температура фона летом существенно выше.

Пленочные загрязнения водной поверхности нефтепродуктами.

Аномалии теплового поля, формирующиеся за счет пленочных загрязнений нефтепродуктами, имеют отрицательный знак в дневное время ($\Delta T_{\text{рад}} = -1-2^{\circ}\text{C}$), и положительный – в ночное ($\Delta T_{\text{рад}} = 0,5-1,0^{\circ}\text{C}$). Как правило, аномалии тяготеют к береговой линии, где находятся выпуски сбросовых вод. Размер и форма их определяется количеством загрязняющего вещества, скоростью течения, скоростью и направлением ветра. На реках это обычно протяженные узкие аномалии, иногда вытянутые на несколько километров, на внутренних водоемах – площадные, квазиизометричные (рис. 6).

В пределах акватории морей аномалии могут быть удалены от берега, так как сброс балластных и других вод производится с судов. Аномалии имеют площадное распространение и дугообразную форму за счет волно-прибойного течения и ветра.

Прежде чем вытекающая из трубопровода нефть достигнет дневной поверхности, может пройти довольно много времени. Так по данным Шумайлова и др. (1992 г.) при диаметре свища 0,8 мм и давлении в трубопроводе 20 атм. за время существования утечки до момента выхода нефти на поверхность (около двух месяцев) вытекает около 100 т нефти. Теоретические предпосылки возможности дистанционного поиска подземных скоплений нефти и газа, образовавшихся за счет длительных утечек, обусловлены явлением вертикальной миграции углеводородов и потоков тепла, что приводит к формированию на поверхности геотермо-геохимической аномалии. Достигающие поверхности земли углеводороды создают здесь газовые, гидрохимические, бактериальные, битуминологические и даже литологические аномалии (Клоков, 1990). За счет химического и микробиологического окисления углеводородов происходит генерация тепла, особенно заметная над залежами нефти, что регистрируется с помощью тепловой ИК съемки. В свою очередь растительный покров, реагируя на геотермические изменения, создает геоботанические аномалии, вызывая тем самым тональные аномалии, которые также находят отражение в тепловом поле.

Утечки из накопителей жидких отходов

Летом в дневном тепловом поле проявляются как отрицательные аномалии низкого или среднего уровня контрастности, тяготеющие к источнику утечки. На материалах ночной съемки аномалии имеют положительный знак (рис. 7).

Сочетание отрицательной «дневной» аномалии и положительной «ночной» является отличительным дешифровочным признаком увлажненных участков. Форма аномалий может быть самой разной – от вытянутых линейных до овальных и обусловлена свойствами грунтов и особенностями микрорельефа. Размеры определяются интенсивностью и продолжительностью утечки. Зоны обводнения и подтопления выносятся на карты или схемы.

Таким образом, современная аэрогеофизика способна решать широкий спектр геологических и экологических задач, сокращая затраты и значительно повышая производительность и эффективность геофизических исследований на объектах нефтегазового комплекса.

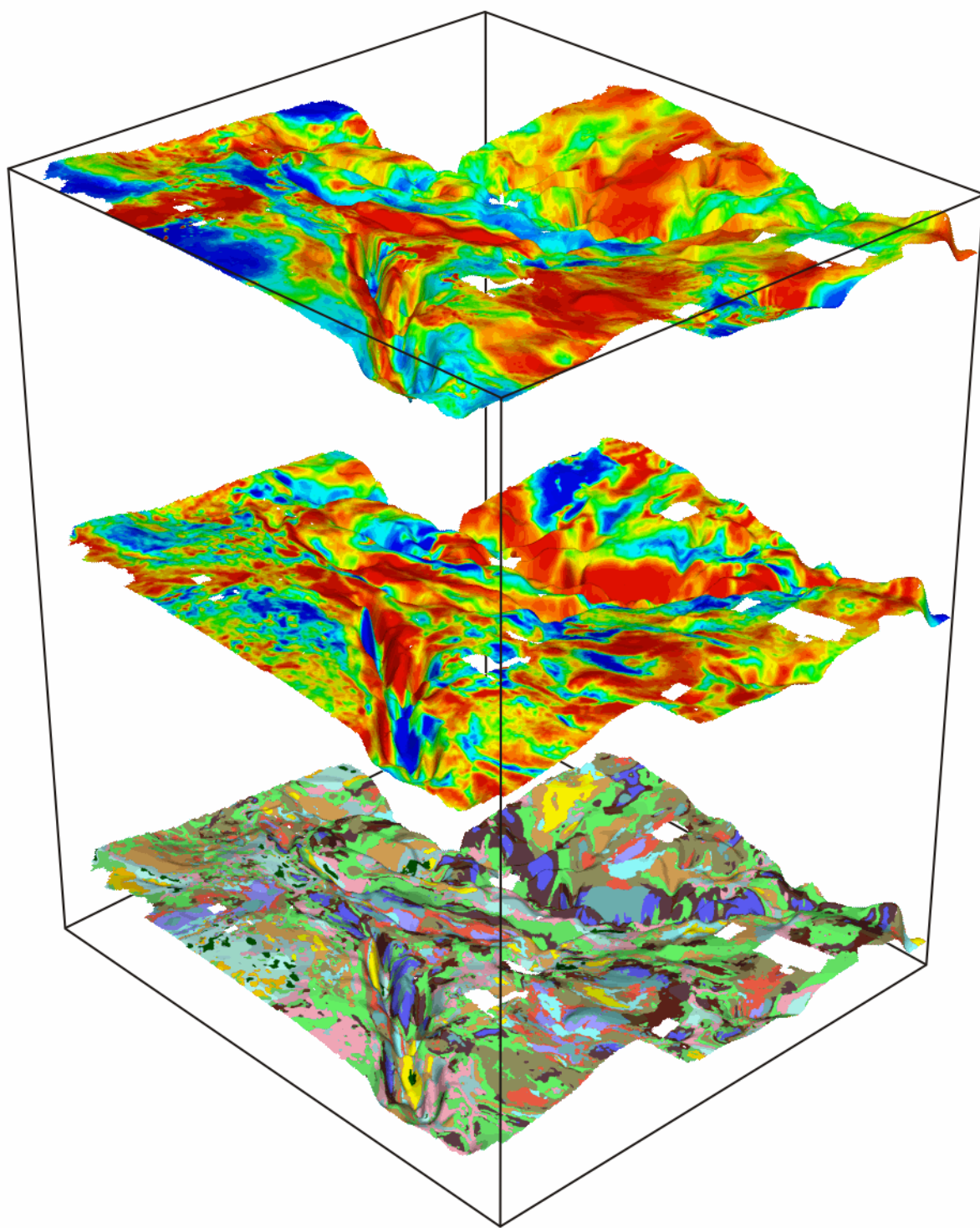


Рис. 1. Карты эффективных намагниченности (вверху) и плотности пород кристаллического фундамента Московской синеклизы с результатами классификации модельных данных (внизу), изображенные на рельефе его кровли.

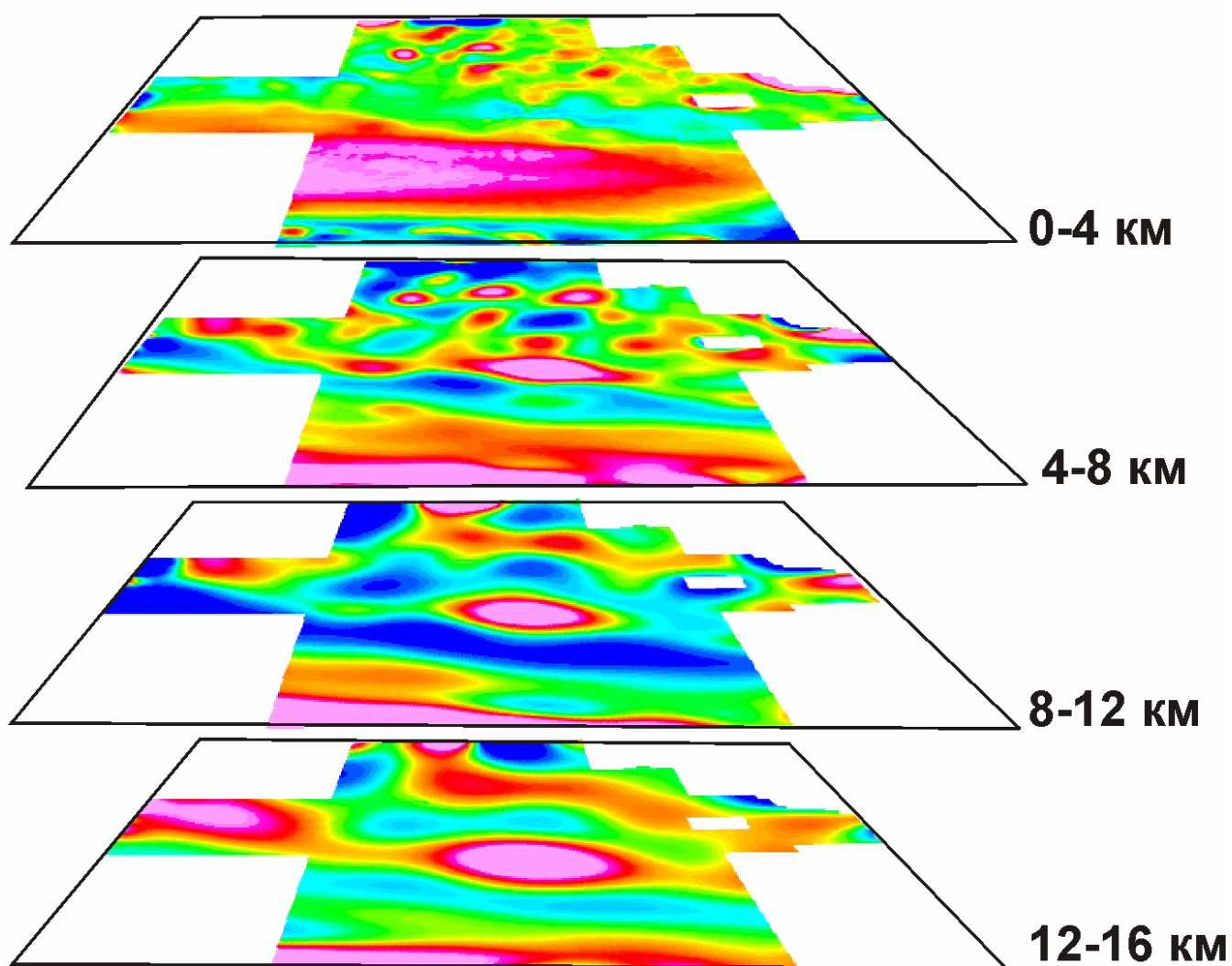


Рис. 2. Результаты интерпретационной томографии по данным аэромагниторазведки на северо-западе Прикаспия. Карты эффективной намагниченности в указанных интервалах глубин.

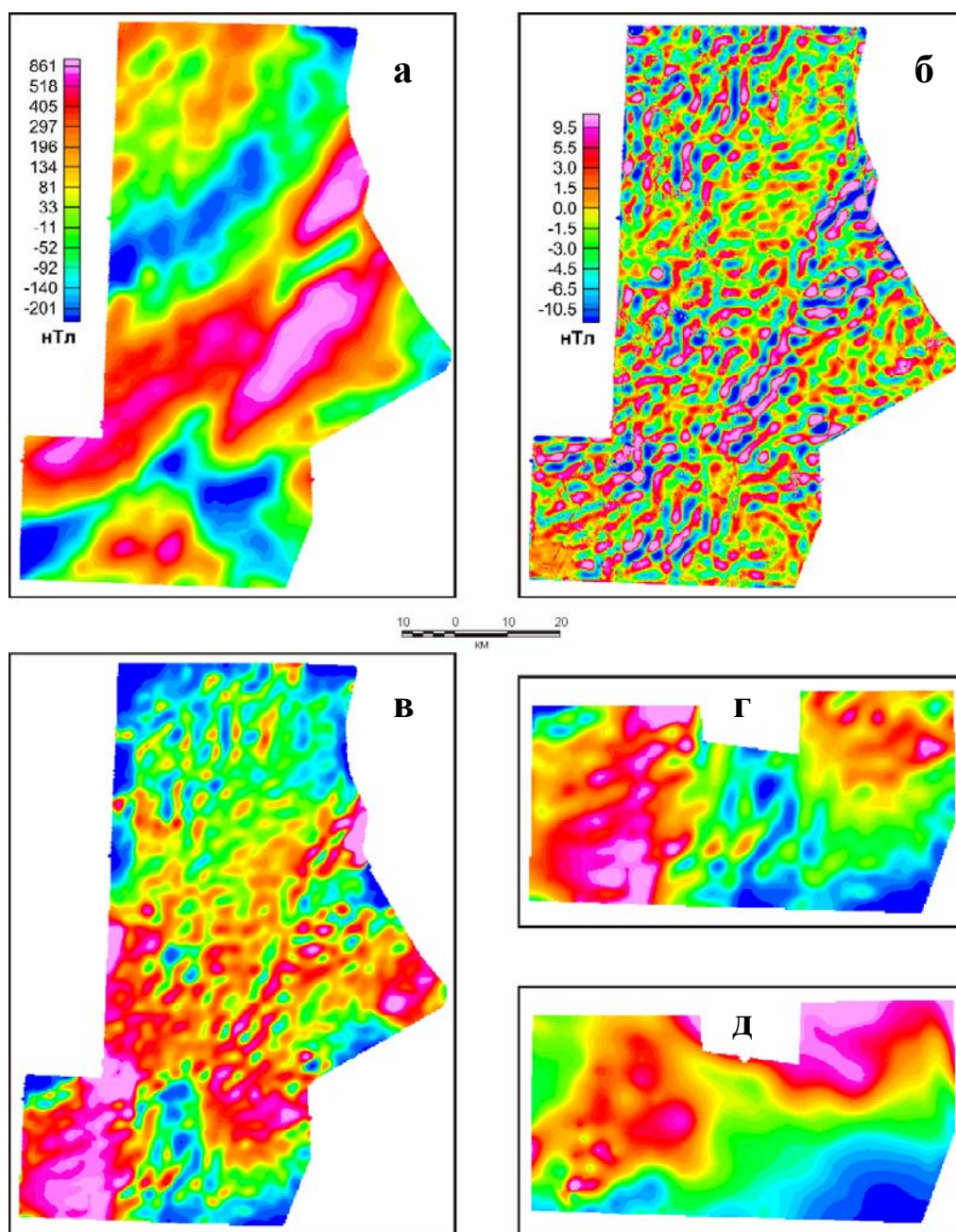


Рис. 3. Результаты интерпретации данных аэромагнитной съемки с помощью мультипольного подхода в Предволжье Татарстана: а) исходная карта изодинам ΔT ; б) карта остаточных магнитных аномалий, полученная после вычитания поля модели фундамента; в) карта распределения модулей моментов квадрупольей, размещенных на горизонте -400 м; г) крупномасштабный фрагмент южной части предыдущей карты; д) карта рельефа кровли пород казанского яруса в пределах того же фрагмента по данным бурения.

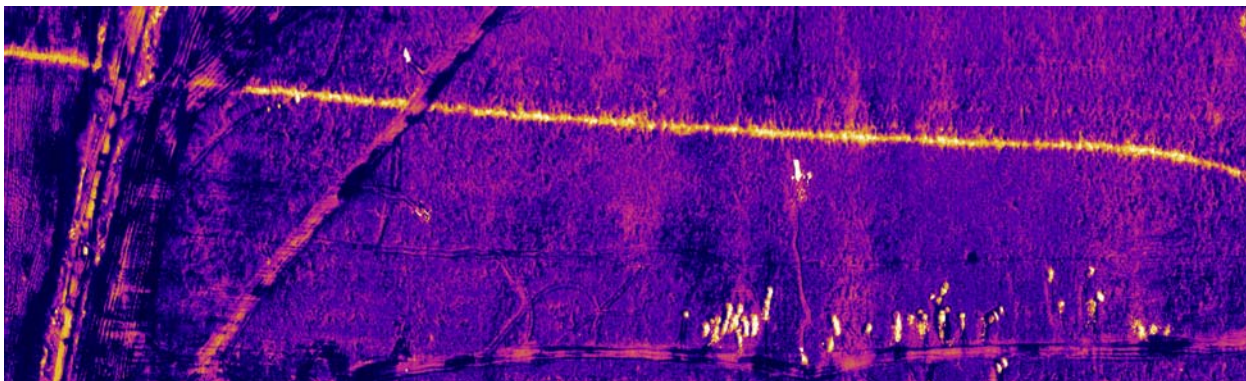


Рис. 4. Проявление в тепловом поле нефтепровода. Спектральный диапазон 8-13 мкм, ноябрь, ночь.

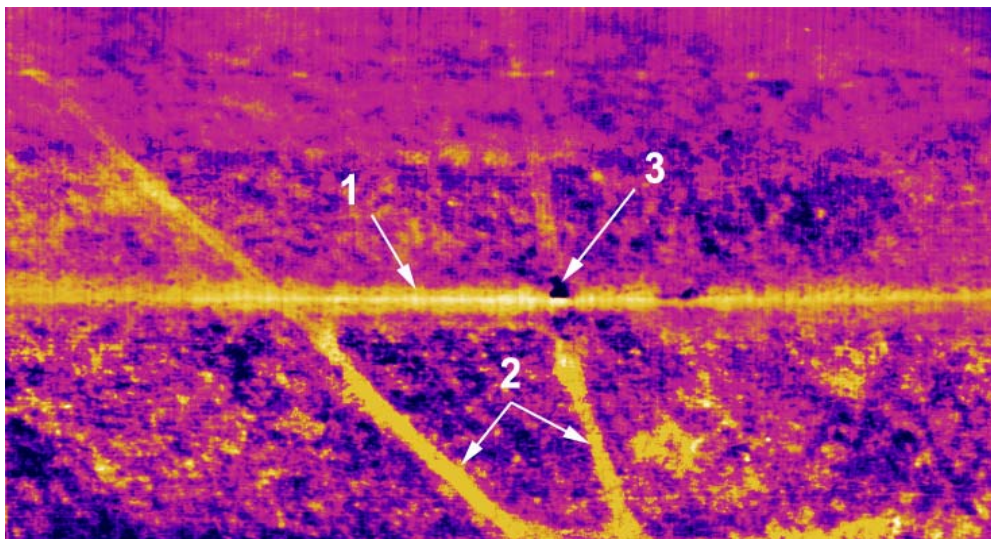


Рис. 5. Характер проявления в тепловом поле утечки газа из газопровода. Спектральный диапазон 8-13 мкм, март, день.

1 – «нитка» газопровода; 2 – грунтовые дороги; 3 – утечка газа.

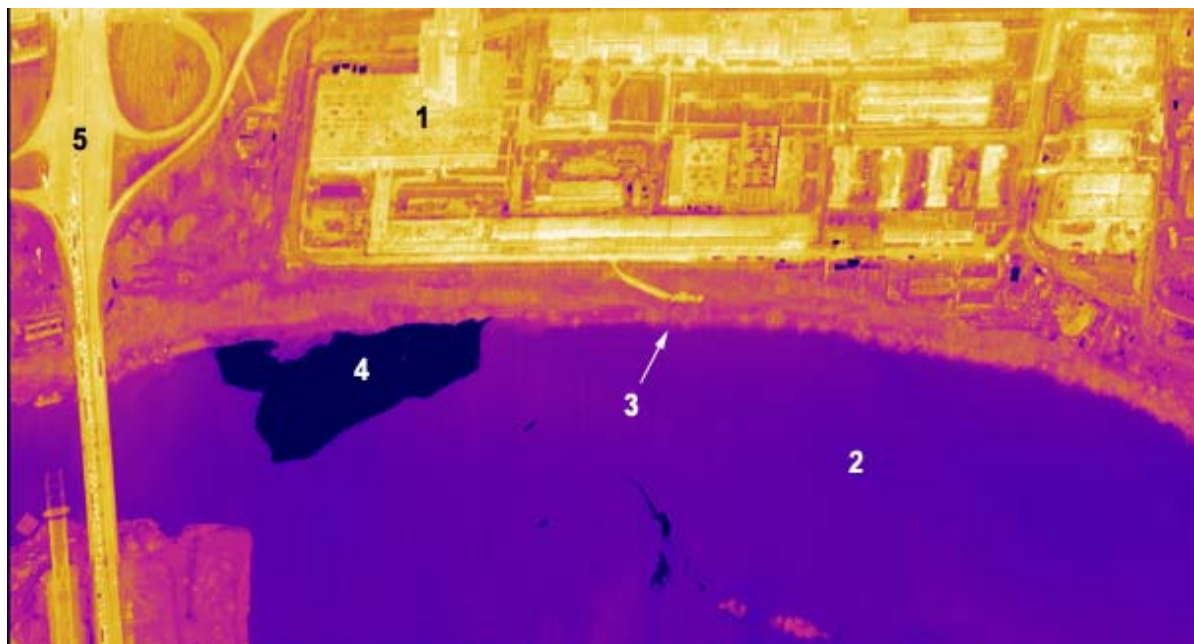


Рис. 6. Характер проявления в тепловом поле пленочного загрязнения водной поверхности. Спектральный диапазон 8-13 мкм, май, день.
1 – промзона; 2 – русло реки; 3 – береговая линия; 4 – пленочное загрязнение нефтепродуктами; 5 - автодорога.

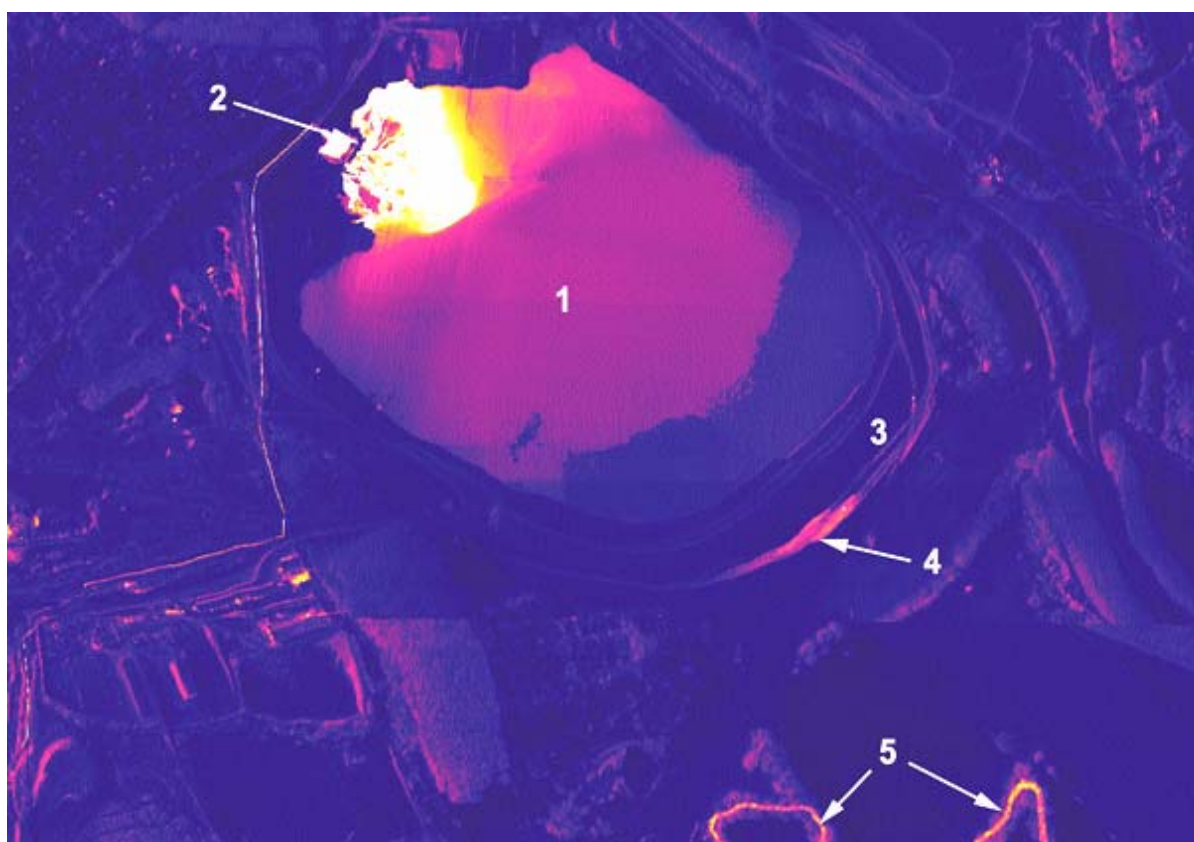


Рис. 7. Пример выявления утечки из пруда – отстойника. Спектральный диапазон 8-14 мкм, лето, ночь.
1 – пруд-отстойник; 2 – место поступления отработанных технических вод; 3 – дамба; 4 – локальный участок просачивания в подошве дамбы; 5 – русло речки.