

Секция 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОДИНАМИКИ

М.М. Немирович-Данченко, профессор
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основными свойствами земной коры, определяющими ее механическое поведение, являются неоднородность и блочность. Эти свойства проявляются на всех масштабных и временных уровнях. Неоднородность предполагает различие осредненных свойств пород без выраженных для данного масштабного уровня нарушений сплошности, а блочность характеризуется системами активных или пассивных разломов, контролирующими напряженное состояние. Особенности деструкции неоднородной литосферы, в частности, неравномерность ее разрушения, связаны именно с блочным строением. В данной работе рассматриваются случаи равномерного и неравномерного разрушения горных пород при трещинообразовании. То, что процессы разрушения в природе большей частью неравномерны, не вызывает сомнений. Это проявляется в различных пространственных и временных масштабах [1]. Так, одним из характерных для сейсмологии проявлений неравномерности роста трещины являются землетрясения с последующими афтершоками. Эти процессы могут быть изучены лишь косвенно, на основании анализа излучаемых сейсмических волн. Однако лабораторные эксперименты [3] дают достаточно информации для сопоставления данных численного моделирования с наблюдениями.

На основе численного моделирования в рамках модели гипоупругой хрупкой среды [5] рассмотрены два сценария динамического поведения трещин отрыва. В первом случае предполагалось, что на сплошную среду, в которой имеется нарушение в виде ограниченной плоской трещины, действуют нормальные к плоскости трещины постоянные по времени растягивающие напряжения, в результате чего происходит ее дальнейший рост.

Во втором случае первоначальное нарушение сплошности среды представляет собой плоскую трещину, осложненную "малоамплитудными прямоугольными ступеньками", препятствующими проскальзыванию берегов трещины под действием первоначально приложенных к ним касательных напряжений. Проскальзывание происходит в результате приложения некоторого нормального к плоскости трещины растягивающего напряжения, играющего роль триггера.

Расчеты проводятся конечно-разностным методом с использованием полной системы механики деформируемого твердого тела с конечным пределом прочности.

В последнее время признается необходимость пространственно-временного подхода к процессу разрушения. Так, в работе [4] обобщены основные подходы к описанию разрушения, закрепившиеся к настоящему времени, приведены критерии разрушения и делается вывод, что в общем случае неоднородного динамического процесса разрушения необходимо применять структурно-временной критерий.

Нами используется критерий, предложенный в работе [3], полученный на основе принципа суммирования повреждений:

$$\int_{t_0}^{t^*} (\sigma(t) - \sigma_0)^n dt = \tau_0 (\sigma_T - \sigma_0)^n \cdot$$

Здесь σ_0 – напряжение, при превышении которого в среде происходят микроразрушения; $\sigma(t)$ – текущее значение одной из компонент тензора напряжений; σ_T – теоретическая прочность материала; τ_0, n – константы численного эксперимента. Сам интеграл вычисляется только для тех значений $\sigma(t)$, которые превышают σ_0 . Для улучшения точности и придания естественного физического смысла целесообразно подсчитывать интеграл в нескольких расчетных ячейках, окружающих данную ячейку.

Расчеты и лабораторные данные показывают, что для однородной среды с идеализированной трещиной, имеющей гладкие берега, скорость распространения трещины при разрывных усилиях почти равномерна, годограф соответствующей сейсмограммы почти прямолинеен.

Иной результат получается, если при моделировании взять первоначальное нарушение сплошности среды, представляющее собой плоскую трещину, осложненную малоамплитудной прямоугольной ступенькой, препятствующей проскальзыванию берегов трещины под действием первоначально приложенных к ним касательных напряжений. Проскальзывание происходит в результате приложения некоторого нормального к плоскости трещины растягивающего напряжения, играющего совместно с касательными напряжениями роль триггера. Такая постановка задачи вовсе не является надуманной. Так, плиты движутся относительно друг друга, создавая значительные касательные и нормальные напряжения. Известно также, что поверхности, контактирующие при таком взаимодействии, не являются гладкими [3]. Кроме того, *in situ* наблюдаются значительные временные задержки между воздействием на берега разлома и достаточно сильной эмиссией после такого воздействия. Поэтому предлагается следующий сценарий замедленной реакции среды на внешнее воздействие.

Проходящая волна (например, от произошедшего поблизости землетрясения или взрыва) раздвигает контактирующие поверхности трещины (разлома). Если амплитуда в волне такова, что раскрытие берегов трещины станет не меньше, чем размер ступеньки, то, в силу продолжающегося тангенциального деформирования среды, трещина не захлопнется обратно. Она останется раскрытой на величину ступеньки. Либо эта ступенька разрушится

сразу (это тоже будет вариантом замедленного отклика разлома на внешнее воздействие), и тогда роста трещины в вершине не произойдет, либо этот механизм останется взведенным. Тогда в вершине разлома будут концентрироваться напряжения с последующим разрушением. Это разрушение произойдет ощутимо позже, чем воздействие.

Анализ процесса распространения трещины в случае фиксированного раскрытия ее берегов без дополнительного поступления растягивающих напряжений позволяет оценить скорость роста трещины. Прежде всего, процесс роста оказывается существенно неравномерным – наклоны годографов излученной при распространении трещины прямой волны меняются в несколько раз. Оценка скорости роста трещины показала, что при том, что в среде скорости продольной и поперечной волн составляют соответственно 4000 м/с и 2000 м/с, скорость роста трещины в этом случае является неравномерной, в среднем – 159 м/с, максимальная скорость – 435 м/с.

Литература

1. Гольдин С. В. Деструкция литосферы и физическая мезомеханика // Физическая мезомеханика. – Томск, 2002. -- том 5. -- № 5. – С. 5 – 23.
2. Гриднева В. А., Корнеев А. И., Трушков В. Г. Численный расчёт напряжённого состояния и разрушения плиты конечной толщины при ударе бойками различной формы // Известия АН СССР. – М.: МТТ. 1977 -- № 1. -- С. 146 - 157.
3. Костюченко В. Н., Кочарян Г. Г., Павлов Д. В. Деформационные характеристики межблоковых промежутков различного масштаба // Физическая мезомеханика. – 2002. -- том 5. № 5. – С. 23 - 4.
4. Морозов Н.Ф., Петров Ю.В. «Квантовая» природа и двойственный характер динамики разрушения твердых тел // ДАН, 2002. -- том 382. -- №2. -- С. 206 – 209.
5. Немирович-Данченко М.М. Модель гипопругой хрупкой среды: применение к расчету деформирования и разрушения горных пород // Физическая мезомеханика. – Томск, 1998. -- том 1. -- №2. -- С. 107-114.

ПРИМЕНЕНИЕ ПАССИВНОЙ СПЕКТРАЛЬНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПОИСКА ЛОКАЛЬНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ЛИТОСФЕРЫ

А.А. Аксанов

Научный руководитель профессор А.С. Борисов

Казанский государственный университет им. В. И. Ульянова-Ленина, г. Казань, Россия

В последние годы появился ряд публикаций по применению спектральной сейсморазведки для решения инженерно-геологических задач [1, 2]. Данные методы основаны на изучении спектральных характеристик собственного акустического поля Земли и резонансных явлений, возникающих в слоях горных пород при взаимодействии их с сейсмическими волнами. В методах спектрального сейсморазведочного профилирования (ССП) и резонансно-акустического профилирования (РАП) связь между частотой спектра и глубиной исследования описывается формулой $h = V/f$, где h – глубина исследования, f – частота сейсмических волн, V – скорость сейсмических волн.

По мнению Гликмана [1], естественное акустическое поле в основном формируют объёмные поперечные волны со скоростью $V_S = 2500$ м/с, повышенные значения амплитуд спектра отвечают ослабленным участкам геологического разреза. Метод РАП, разработанный Зуйковым [2], основан на использовании волн релеевского типа со скоростью $V_R = 2500$ м/с. Зуйковым введено понятие ослабленного механического контакта (ОМК), приводящего к проскальзыванию ослабленных разуплотнённых слоёв разреза в пределах траектории движения частиц релеевской волны и увеличению амплитуды спектра. Анализ данных работ показывает недостаточную обоснованность формулы Гликмана $h = V/f$. Недостаточно изучена природа сейсмических волн, формирующих естественное акустическое поле Земли. Введение понятия ОКМ и положения об увеличении амплитуды спектра на ослабленных участках разреза противоречит основному постулату теории сейсмоакустики (любое ослабление среды уменьшает контакты между частицами и ведёт к поглощению энергии волны и снижению её интенсивности).

С 2007 г. на геологическом факультете Казанского государственного университета ведётся изучение возможностей пассивной спектральной сейсморазведки для целей выделения локальных неоднородностей разреза. Разработан рабочий комплект аппаратуры, программа по обработке получаемых данных. В качестве моделей локальных неоднородностей использовались объекты с известной глубиной залегания и акустическими свойствами – тоннели метро, участки закрепления разреза бетонированием, подземные сооружения.

Естественное акустическое поле Земли формируется продольными, поперечными волнами, волнами Релея и Лява. Продольные волны Р на границах геологических слоёв образуют обменные, отражённые и преломлённые волны PS и PP. Поперечные волны SV на границах раздела образуют волны релеевского типа (при соответствующих условиях волны Релея распадаются на Р и SV). Поперечные волны SH на границах раздела образуют волны Лява. При совместном существовании в едином пространстве все эти волны взаимодействуют друг с другом, частично складываясь, частично уничтожаясь. В результате данных процессов внутри Земли формируется естественное интерференционное шумовое поле. Под воздействием интерференционного поля в геологических слоях и в интервалах разреза от поверхности наблюдений до границ геологических слоёв, где изменяется акустическая жёсткость среды, формируются собственные упругие колебания. При сопоставимости мощности слоёв и длин волн, под действием интерференционных процессов возникают резонансные явления. Согласно Саваренскому [3], в случае изменения акустической жёсткости на границе слоёв, частоты или длины волн собственных колебаний в слое не могут быть произвольными, мощность слоя прямо пропорциональна четверти длины возникающих в слое волн ($h = \lambda/4 = V/4f$). В условиях конструктивной интерференции колебания с иными частотами возникнуть не могут. Колебания другой частоты в результате отражений от кровли и подошвы слоя будут разрушаться (из-за интерференции при отсутствии синфазности колебаний). При скорости распространения продольных волн в верхней части литосферы 6000 м/с глубина залегания объекта с иной акустической жёсткостью будет определяться по формуле $h = 1500/f$.

Для решения вопроса о природе волн, составляющих естественное шумовое поле, проведены измерения спектров естественных сейсмических колебаний Земли по профилю, проходящему по льду озера Кабан. Измерения выполнялись с шагом 4 метра по профилю. На спектральном разрезе с хорошей степенью сходимости выделяется и рельеф дна и его геологическое строение. Минимальные амплитуды спектра соответствует водной толще и толще иловых отложений. Интервалу глубин, в пределах которых залегают суглинки и глины с органическими остатками, отвечают несколько повышенные уровни амплитуд спектра. Максимальные уровни коррелируются с песчаными отложениями. Из анализа полученных данных следует, что шумовое акустическое поле формируется в основном продольными волнами. Поперечные волны, волны Релея и Лява не могут распространяться в водной среде из-за невозможности сдвиговых деформаций в жидкости.

Для изучения возможности выделения методом шумового спектрального профилирования локальных неоднородностей выбраны водопропускной коллектор и тоннели метро в г. Казань. Весной 1997 г. на водопропускном коллекторе, проходящем под проспектом Победы на глубине от 6,5 до 8 м, произошла авария с разрушением лотка и обрушением откоса полотна дороги. В процессе ликвидации аварии проведена цементация грунта в основании лотка. Измерения спектров шумов выполнялись с шагом 1 м по профилю. Спектральный разрез по профилю наблюдений приведен на рис. 1.

На спектральном разрезе чётко выделяются контуры лотка в интервале глубин 6,5 – 8,5 м. На участке разреза, примыкающего к лотку, выделяется зона с повышенными амплитудами частотного спектра (чёрный цвет на разрезе). Повышенные амплитуды спектра формируются на участках разреза с повышенными значениями акустической жёсткости, связанной с цементным закреплением основания лотка.

В качестве модели незаполненной безводной полости, сечением 6 метров, находящейся в водонасыщенных грунтах, были использованы тоннели метро на участке действующей линии от станции «Площадь Тукая» до станции «Аметьево». На участке створа по ул. Газовая тоннели метро залегают в интервале глубин 10-16 метров в песчано-глинистых, обводненных грунтах. На спектральном разрезе (рис. 2) в этом интервале глубин выделяется зона повышенных амплитуд спектра, контуры которой совпадают с контурами тоннелей метро. Наиболее интенсивно и чётко выделяется правый тоннель. Контуры левого менее чёткие и контрастные. Полученные данные могут быть проинтерпретированы следующим образом. При проходке тоннелей метро после монтажа тубингов следует этап затоннельного закрепления грунтов бетонным раствором. Бетон под высоким давлением через специальные технологические отверстия закачивается в грунт. Образующаяся грунтово-бетонная оболочка является дополнительной защитой тоннеля. Акустическая жёсткость грунто-бетона выше, чем вмещающих пород, что вызывает повышение амплитуд частотного спектра. Менее контрастные и нечёткие контуры правого тоннеля могут свидетельствовать о некачественном закреплении грунта в затоннельном пространстве.

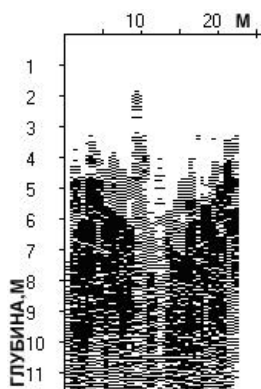


Рис. 1. Спектральный разрез вдоль проспекта Победы

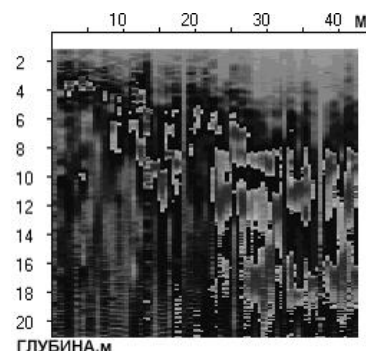


Рис. 2. Спектральный разрез вдоль створа по ул. Газовая

В результате проведённых исследований установлено, что в формировании шумового акустического поля Земли большую роль играют продольные волны. Основным параметром, изучаемым данным методом, является акустическая жёсткость среды. Участки разреза с повышенной акустической жёсткостью (цементация) на спектральных разрезах отображаются высокими уровнями амплитуд частотного спектра. Подтверждено положение об интерференции сейсмических волн в геологических слоях и в интервалах разреза, мощность которых соизмерима с четвертью длины волны. Резонансные явления с увеличением амплитуды волны на поверхности наблюдений возникают при условии, что мощность слоя равна четверти длины волны и зависят от изменения акустической жёсткости на границе раздела. Увеличение амплитуды спектра свидетельствует об увеличении акустической жёсткости. По результатам исследований локальных объектов с известной глубиной залегания установлено, что коэффициент глубинности $k = V/4$, в формуле $h = k/f$, изменяется от 1200 м/с до 1800 м/с, составляя в среднем величину 1500 м/с.

Литература

1. Гликман А.Г. Метод спектрального сейсморазведочного профилирования// Материалы II Общероссийской конференции изыскательских организаций ОАО ПНИИС. – М: ОАО ПНИИС, 2007 г. – С.3-8

2. Зуйков И.В. Метод резонансно-акустического профилирования// Проблемы геологии и освоения недр: Труды X Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых учёных. – Томск, 2006. – С.34-37
3. Саваренский Е.Ф. Сейсмические волны. – М.: Недра, 1972.

ОПРОБОВАНИЕ МЕДНО-КОЛЧЕДАНЫХ РУД МЕСТОРОЖДЕНИЯ «50 ЛЕТ ОКТЯБРЯ» С ПОМОЩЬЮ ПЕРЕНОСНОГО СПЕКТРОМЕТРА РПП-12

И.В. Беляшов¹, С.А. Ефименко²

¹ЗАО «Русская медная компания», г. Екатеринбург, Россия

²ТОО «Корпорация Казахмыс», г. Жезказган, Казахстан

Обеспечение качественного оперативного контроля за вещественным составом руд месторождения «50 лет Октября» (Актюбинская область, Казахстан) и промпродуктов обогатительной фабрики ТОО «Актюбинская медная компания» – филиала ЗАО «Русская медная компания» стало возможным с декабря 2008 г., когда геофизиками ТОО «Корпорация Казахмыс» (г. Жезказган, Казахстан) был запущен в постоянную эксплуатацию переносной энергодисперсионный рентгенорадиометрический (EDXRF) спектрометр РПП-12 (производитель: ТОО «Физик», г. Алма-Ата).

Руды месторождения «50 лет Октября» относятся к сульфидному типу и представлены халькопирит-пиритовыми, халькопирит-пирит-пирротиновыми и пирротиновыми разностями. Медь является основным промышленным компонентом, а цинк, серебро и кобальт – сопутствующими промышленными компонентами. ТОО «Копер Технологджи» поставляет на обогатительную фабрику ТОО «Актюбинская медная компания» руду следующего вещественного состава: медь – до 3,0 %, железо – до 39,4 %, сера – до 48,0 %, цинк – 0,20 % и выше. Так как карьер только «садится» на основное рудное тело, то оперативная информация о качестве руды крайне важна для организации добычных работ в режиме минимизации ущерба от потерь медной руды в породном отвале и от разубоживания руды породой. Такую информацию даёт опробование шлама эксплуатационно-разведочных скважин, по результатам которого производится формирование рудных и породных блоков и реализуется их раздельная отработка.

В настоящее время поставленную задачу можно решить с помощью современных ядерно-геофизических технологий опробования руд, не имеющих альтернативы по оперативности выдачи результатов. Из известных ядерно-геофизических методов наиболее широкими информационными возможностями обладает рентгенорадиометрический метод. С позиций возможности применения рентгенорадиометрического метода в качестве инструмента опробования руды месторождения «50 лет Октября» представляют крайне сложный объект прежде всего из-за большого размаха содержаний железа и серы, а также вкрапленной (от мелкой до густой) структуры оруденения. Многие зависело от выбора типа ядерно-геофизической аппаратуры. Основными критериями выбора типа EDXRF спектрометра были: надежность в условиях длительной эксплуатации на удаленном объекте, оперативное сервисное сопровождение, простота технического обслуживания, высокие реальные метрологические характеристики спектрометра на сложных полиметаллических рудах.

Рынок переносных EDXRF спектрометров сейчас весьма насыщен. Распространены носимые спектрометры энергии рентгеновского излучения с полупроводниковым р-и-п детектором типа «пистолет»: InnovX Alpha series (США), X-MET 3000T (Финляндия), Niton XLt 800 (Япония), РАЛ-3-02 и РАЛ-3-03 (ВНИИТФА, Москва, Россия) и другие. Спектрометры с пропорциональным детектором излучений выпускает только ТОО «Физик».

В процессе выбора типа спектрометра было принято во внимание то обстоятельство, что у спектрометров типа «пистолет» есть один существенный недостаток: малая площадь «пятна» (2–3 см²) на исследуемом образце, с которого идет информация на р-и-п детектор. Это связано с тем, что основная область промышленного применения спектрометров данного типа – это металлы и сплавы, у которых структура в любой точке образца строго выдержана. Небольшая площадь «пятна» обеспечивала более высокую чувствительность спектрометра к малым концентрациям элементов-примесей. Автоматический перенос такой идеологии на полиметаллические руды, у которых распределение оруденения носит, как правило, крайне неравномерный характер, чреват существенным издержками по точности и представительности опробования. Это наглядно продемонстрировали на примере спектрометра InnovX Alpha series П.В. Хворов и И.А. Блинов в докладе на международной конференции «Рудогенез-2008» (февраль 2008 г., г. Миасс, Россия).

Для повышения представительности и точности опробования на спектрометрах «пистолетного» типа необходимо сгущать сеть опробования, что не всегда технически возможно и экономически оправдано.

Геометрия измерений, реализованная в датчике спектрометра РПП-12, обеспечивает в зависимости от количества используемых радиоактивных источников площадь «пятна» 15–30 см² и в гораздо большей степени соответствует специфике распределения оруденения в полиметаллических рудах. Было учтено также и фактор механической прочности спектрометра. В условиях карьеров необходимо проводить опробование уступов высотой до 10 м и более. РПП-12 оснащен комплектом подъёмных штанг и кабелем длиной 12–14 м, а спектрометры «пистолетного» типа имеют кабель длиной всего 1,5–3 м.

Сравнивая спектрометры с р-и-п детектором и РПП-12 нельзя обойти вниманием и вопрос выбора источника возбуждающего излучения. В первом случае – это миниатюрная маломощная рентгеновская трубка, во втором – ампулированный радионуклид Pu-238 типа ИРИПЛ-3. Здесь преимущество безусловно на стороне ИРИПЛ-3: срок службы источника по паспорту 10 лет и нет проблем с приобретением запасных частей и ремонтом (простой спектрометра в зависимости от удаленности горного предприятия от поставщика может составить до нескольких месяцев).

Важную роль в условиях развивающегося экономического кризиса играет и ценовой фактор: спектрометры с р-и-п детектором в 1,5–3 раза дороже РПП-12. Исходя из вышеперечисленных соображений, выбор был сделан в пользу спектрометра РПП-12. Делая этот выбор, мы осознавали риски, связанные с тем, что придётся определять относительно

невысокие содержания меди на фоне очень больших массовых долей железа (пропорциональный детектор не разделяет полностью линии Fe и Cu, причем пик последней линии находится в подошве более мощного пика первой линии), но не без оснований рассчитывали на уникальные возможности мощного математического аппарата, заложенного в программном обеспечении РПП-12, и на положительный опыт многолетней эксплуатации спектрометров РПП-12 в геофизических службах ТОО «Корпорация Казахмыс». В частности, РПП-12 с успехом длительное время использовался для опробования отвальных шлаков на Балхашском заводе. Вещественный состав шлаков ($Pb \leq 20,0 \%$, $Zn \leq 15,0 \%$, $Fe \leq 45 \%$) представлял собой очень «тяжелую» матрицу для рентгенорадиометрического метода даже в случае использования р-и-п детектора. Тем не менее, спектрометр РПП-12 на этой матрице обеспечил высокую точность определения содержания меди на уровне $0,25 \pm 1,0\%$ с пропорциональным детектором излучений. Так как усредненная вещественная матрица руд месторождения «50 лет Октября» фактически идентична вещественной матрице шлаков Балхаша, а балхашский РПП-12 до сих пор находится в эксплуатации, то и выбор спектрометра для ТОО «Актюбинская медная компания» и ТОО «Копер Технолоджи» был predetermined – это РПП-12. При окончательном выборе типа спектрометра имелась в виду и ближайшая перспектива: вторая очередь обогатительной фабрики ТОО «Актюбинская медная компания», которая будет перерабатывать руду с месторождений Приорское и Весеннее-Аралчинское, содержания основных промышленных компонентов в рудах которых: $Cu - 1,05 \%$ (2,28 %); $Zn - 3,40 \%$ (2,17 %); $S - 42,16 \%$ (32,80 %) соответственно. Усредненная вещественная матрица руд этих месторождений аналогична не только вещественной матрице балхашских отвальных шлаков, но и матрицам руд месторождений Кусмурун ($Cu - 3,30 \%$; $Zn - 0,97 \%$; $S - 26,8 \%$), Абыз ($Cu - 1,60 \%$; $Zn - 3,50 \%$; $Pb - 0,38 \%$) и Акбастау ($Cu - 1,76 \%$; $Zn - 0,99 \%$; $S - 12,0 \%$), на которых РПП-12 себя также хорошо зарекомендовал.

Спектрометр РПП-12 предназначен для проведения высокоточного многоэлементного рентгенорадиометрического опробования руд в естественном залегании (стенки горных выработок, уступы карьеров, естественные обнажения и т.д.), в отбитой горной массе и крупнодробленых пробах (руда в навале, штуфы, керн, пробы бурового шлама), а также для экспресс-анализа порошковых проб руд и горных пород в условиях полевых лабораторий на 4 элемента (Cu, Zn, Pb, Fe или Mn, Fe, Cu, Zn с радионуклидом Pu-238).

РПП - 12 состоит из датчика, устройства регистрации и обработки (УРО) и комплекта подъемных штанг. В датчике размещаются источники ионизирующего излучения (1–2 радионуклида Pu-238), пропорциональный детектор излучений СИ-13Р, предварительный усилитель, 1 аккумулятор. УРО включает: микропроцессор DS5002FP, анализатор импульсов на 1024 канала преобразований, жидкокристаллический индикатор (ТЖК), клавиатуру, 3 аккумулятора, разъем R232 для подключения к компьютеру. Штанги обеспечивают подъем датчика на высоту до 8 м. Более подробная информация о спектрометре РПП-12 дана в работах [1– 6].

Внедрению РПП-12 в ТОО «Копер Технолоджи» и ТОО «Актюбинская медная компания» предшествовала большая подготовительная работа. Были, в частности, подготовлены: эталоны рудных штуфов, с поверхности которых отобран материал для химического анализа; эталоны бурового шлама эксплуатационно-разведочных скважин карьера; эталоны дробленой руды; эталоны медного концентрата. На этих эталонах была произведена тщательная градуировка спектрометра РПП-12. Для обеспечения высокой точности определения массовых долей элементов в программное обеспечение РПП-12 были включены четыре рабочие подпрограммы: «Буровой шлам», «Руда в кусках», «Руда дробленая», «Концентрат». Эти подпрограммы с помощью компьютера записываются в УРО РПП-12 перед началом опробования.

Процедура обязательной градуировки РПП-12 перед началом измерений на специальной пластине исключает возможность эксплуатации спектрометра во внештатном режиме. В настоящее время с помощью спектрометра РПП-12 производится опробование бурового шлама взрывных скважин карьера, руды в навале на штабелях товарной руды, уступов и негабаритов в карьере, дробленых проб и проб медного концентрата.

Литература

1. Ефименко С.А., Лезин А.Н. Рентгенорадиометрический полевой прибор РПП-12 // Приборы и техника эксперимента, 2008. -- №5. -- С. 161-162.
2. Ефименко С.А. Рентгенофлуоресцентный полевой анализатор РПП – 12 // «Аналитика и аналитики»: – Воронеж: ВГТА, 2008. -- Т.1. – С. 229.
3. Ефименко С.А., Сыздыков Н.Е., Тэн В.И. Применение ядерно-геофизических технологий при доразведке месторождений, разрабатываемых ТОО «Корпорация Казахмыс» // Тезисы докладов Четвертой Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле. -- Новосибирск: ИГМ СО РАН, 2008. -- С. 115 - 116.
4. Ефименко С.А. Ядерно-геофизические методы исследования жезказганских руд // ЕСЭМПГ-2008: Материалы ежегодного семинара по экспериментальной минералогии, петрографии и геохимии. -- Москва, ОНТИ ГЕОХИ РАН, 2008. -- С. 25 – 26.
5. Ефименко С.А. Совершенствование системы геологического обслуживания горных работ на шахтах Жезказгана с помощью рентгенорадиометрического метода // Рудогенез-2008. Материалы международной конференции. -- Миасс-Екатеринбург: УРО РАН, 2008. -- С. 95 – 100.
6. Сыздыков Н. Е., Тэн В. И., Ефименко С. А. Повышение полноты геологической информации на горных предприятиях ТОО «Корпорация Казахмыс» с помощью рентгенорадиометрических технологий // Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых. Материалы 5 Международной научной школы молодых ученых и специалистов. – М: УРАН ИПКОН РАН, 2008. – С. 129 - 132.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В РЕГИОНАЛЬНОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ

М.Н. Гаврилов

Научный руководитель доцент В.П. Меркулов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Томская область характеризуется высокой степенью обеспеченности геофизическими съемками разных масштабов. Основная ее территория покрыта магнитной съемкой масштаба 1: 50 000 (в аэроварианте) и гравиметрической съемкой масштаба 1: 200 000. Съемки были проведены преимущественно в 1978 – 1992 г.г. и практически не сопровождались геологической интерпретацией материалов [2].

Таким образом, до недавнего времени значительные объемы материала по изучению геопотенциальных полей Томской области оставались не востребованными. Это обусловлено рядом объективных причин, среди которых можно отметить следующие:

1. Петрофизические особенности разреза, масштаб и технология съемок позволяют получать адекватную информацию лишь о составе и структуре поверхности доюрского фундамента, а наиболее изученные месторождения локализованы в осадочном чехле.
2. В настоящее время не существует полноценной картины генетической взаимосвязи глубинных преобразований и пространственной локализации месторождений углеводородов, которая позволяла бы анализировать результаты региональных грави-магнитных съемок не только с позиции геокартирования, но и с целью локализации по таким данным нефте-газоперспективных районов.

За последние годы отношение к изучению фундамента несколько изменилось, границы и объем самого понятия «фундамент» стали весьма условными. И во многом это связано с открытием месторождений локализованных в «фундаменте». В целом по Западной Сибири известно около 100 залежей нефти и газа, расположенных в «фундаменте». Они были обнаружены в карбонатах, песчаниках, гравелитах, кремнисто-глинистых толщах, кварц-серицитовых сланцах и гранитах [3]. Повышающаяся оценка прогнозных ресурсов палеозойских комплексов привела к увеличению интереса нефтегазовых компаний к таким объектам.

С другой стороны, целым рядом исследователей были отмечены неоспоримые факты взаимосвязи размещения месторождений углеводородов в осадочном чехле, и особенностей структуры аэромагнитного поля, характеризующего преимущественно доюрские образования. Выявлено, что месторождения углеводородов закономерно размещены в геомагнитных зональных структурах: всегда во внутренних их частях, ближе к границе отрицательной и положительной аномалий, характеризующейся максимальным градиентом магнитного поля. Такое явление частично может быть объяснено явлением изостазии и структурной унаследованности [5]. Однако не находит объяснения приуроченность месторождений углеводородов к градиентным зонам и искажения («раздувы») последних в эпицентрах месторождений, а также локализация некоторых месторождений в пределах положительных магнитных аномалий. Попытке объяснения этих частных случаев и посвящена настоящая работа.

В качестве основы для анализа использовались три положения, признанные большинством авторов:

1. Существенную роль при формировании продуктивной залежи играет не только структурный фактор, но и благоприятные миграционные условия [1 – 3].
2. Миграция углеводородов в значительной степени обусловлена их гидродинамической мобильностью и воздействием агентов выноса (газов, ювенильных вод и потока тепловой энергии) [6, 8].
3. Путь миграции вещества происходит по пути наименьшего сопротивления [4, 7].

Таблица

Осредненные параметры коллекторов пласта Ю1 месторождений, сгруппированных по соотношению пластовой температуры и глубины ВНК [1]

Группа месторождений по соотношению ВНК и температуры пласта	Температура пласта, °С	a	b	m	n	d	e	Средний уровень ВНК, м
1	86,07	0,12	0,09	0,81	1,94	0,98	0,64	2242
2	90,47	0,09	0,09	1,76	1,51	1,04	0,63	2435,81
3	86,67	0,09	0,10	1,22	1,66	0,97	0,56	2531,13
4	89,95	0,126	0,08	1,31	1,75	1,02	0,66	2715,50

Таким образом, исходя из указанных положений и существующих представлений о породах фундамента и их физических свойствах, можно заключить, что наименьшее количество месторождений углеводородов должно наблюдаться в пределах локальных положительных аномалий магнитного поля, такие месторождения должны характеризоваться наибольшими глубинами залегания и температурами. Это обусловлено низкой генерационной способностью и большой вязкостью по отношению к агентам выноса основного ряда абиссальных пород.

Оптимальными с этой точки зрения вязкостными и генерационными способностями обладают породы немагнитных комплексов фундамента – карбонаты, гранитоиды и т. д. Однако в силу малой своей вязкости и плотности, такие породы склонны к образованию покровных тел, поэтому значимый для миграции углеводородов поток агентов выноса может существовать преимущественно только вдоль вертикальных границ – тектонических нарушений, зон литологических контактов и др. В аэромагнитном поле это и будет соответствовать высокоградиентным зонам и

областям смены полярности. Месторождения таких зон могут характеризоваться широким глубинным и температурным спектром, что будет определяться свойствами мигрирующих углеводородов и вмещающих комплексов.

Описанная выше модель вполне согласуется с опытом сопоставления пространственного расположения месторождений нефти и газа с особенностями магнитного поля [2, 5].

Для подтверждения второй части заключения – о связи глубины локализации, температурного режима месторождения углеводородов и особенностей глубинного строения земной коры повторному анализу подвергся геотермический режим месторождений Томской области [1]. В результате анализа ранее выделенные по характеру зависимости «уровень ВНК – пластовая температура» четыре группы месторождений Томской области удалось подразделить не только по коллекторским свойствам, но и по особенностям локализации каждой из групп (табл.) в магнитном поле. В пределах положительных аномалий локализованы только высокотемпературные и глубинные месторождения третьей и четвертой групп (Крапивинское, Федюшкинское, Стрежевское, Ломовое), в то время как в пределах отрицательных аномалий размещаются месторождения всех четырех групп.

Проведенные исследования позволяют сделать следующие выводы:

- Пространственная взаимосвязь локализации месторождений углеводородов и особенности распределения аэромагнитного поля в пределах Томской области имеют сложную генетическую основу, которая частично объясняется теорией миграции.
- Полученное «миграционное» объяснение картины исследуемого феномена вполне согласуется с результатами геолого-геофизических исследований влияния разновозрастной тектоники на формирование залежей нефти и газа, как в пределах Томской области [4], так и в других районах. В комплексе со структурными методами геофизики это открывает новые возможности для получения данных о нефтегазоперспективности слабоизученных территорий.

Литература

1. Гаврилов М.Н. Особенности термического режима пласта Ю1 месторождений углеводородов Томской области // Проблемы геологии и освоения недр: Труды X Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2006. – С. 259 – 261.
2. Ерофеев Л.Я., Меркулов В. П., Номоконова Г.Г. и др. О технологии предварительного прогноза мест скопления углеводородов в восточных районах Томской области по геофизическим и геохимическим данным // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Томск, 2004. – С. 52 – 53.
3. Запывалов Н.П. Как реализовать нефтегазовый потенциал палеозоя Томской и Новосибирской областей // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Томск, 2004. – С. 58 – 59.
4. Зимица С.В. Влияние разломов на формирование коллекторов трещинного типа мезозойских отложений Западной Сибири (Томская область) // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции – Томск, 2004. – С. 61 – 63.
5. Номоконова Г.Г., Расковалов Д.Ю. О связи размещения месторождений углеводородов с петромагнитными неоднородностями фундамента // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области: Материалы научно-практической конференции. – Томск, 2004 – С. 87 – 89.
6. Michele Moiso Thomas and Jamie A. Clouse. Scaled Physical Model of Secondary Oil Migration // AAPG Bulletin, V. 79, -- No. 1 (January 1995), -- P. 19 – 29.
7. J. Parnell, Gordon R. Watt, David Middleton, Jason Kelly, and Martin Barton. Deformation band control on hydrocarbon migration // Journal of sedimentary research, vol. 74, No 4, July, 2004, P. 552–560.
8. J. Toth Thoughts of a hydrogeologist on vertical migration and near-surface geochemical exploration for petroleum // AAPG Memoir 66, -- P. 279 – 283.

АНАЛИЗ ИНФОРМАТИВНОСТИ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ДЛЯ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.Н. Гаврилов

Научные руководители профессор Л.Я. Ерофеев, доцент В.П. Меркулов
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Основной тенденцией современного геологоразведочного процесса, как в Томской области, так и во всем мире, является снижение поисковой отдачи, что обусловлено усложнением условий ведения работ, увеличением целевых глубин исследования, значительным уменьшением пространственных размеров и петрофизической контрастности пород, слагающих объекты поисков. По этим причинам становится все более заметной недостаточность типовых геофизических комплексов.

Решение такой проблемы предполагает, по-видимому, не только совершенствование технического, методологического и интерпретационного механизма преобладающего в настоящее время сейсморазведочного комплекса, но и пополнение физико-геологической модели объекта поисков, что позволило бы выявлять новые поисковые критерии и, соответственно, пополнять поисковый комплекс новыми методами, наряду с совершенствованием комплексной интерпретации полученных данных. Задачей настоящей работы является изучение возможности применения для этих целей магнитотеллурического зондирования (МТЗ).

К настоящему времени накоплен достаточно большой опыт применения МТЗ для поисков нефтегазовых месторождений в Венгрии, Румынии, Саудовской Аравии, Северной Америке и других странах. В России также ведутся поисковые электроразведочные работы на нефть и газ многими компаниями и организациями [1, 3]. Такое широкое распространение метода обусловлено рядом возможностей и преимуществ, среди которых можно отметить следующие:

- быстрота, эффективность и экологичность при опосредованном поиске новых территорий;

- возможность погоризонтных структурных построений и картирования литолого-фациальных изменений в комплексе с сейсморазведкой;
- детальные исследования нефтеперспективных площадей в комплексе с 3D сейсморазведкой;
- исследование глубинных структурных этажей при практически неограниченной глубинности;
- возможность осуществления прямых поисков нефти и газа в комплексе с другими нетрадиционными методами геофизики.

Однако в пределах Томской области детальные нефтепоисковые работы МТЗ не проводились. На начальных этапах развития метода это могло быть объяснено несоответствием аппаратно-технических возможностей и существующих геолого-геофизических условий и задач, которые уже могли быть решены непосредственно сейсморазведкой.

С развитием аппаратного и программного обеспечения диапазон регистрации магнитотеллурических токов все более расширяется, что позволяет более детально изучать строение осадочного чехла и при благоприятных условиях регистрировать аномалии, непосредственно связанные с нефтегазовыми залежами. Появление высокочастотной модификации МТЗ – аудиомантителлурического зондирования (АМТЗ, с регистрацией частот до 103 Гц) позволило детально изучать осадочный чехол на глубину от 10–20 м до 3–5 км [1]. В настоящее время применимость МТЗ для поисков углеводородов в пределах Томской области определяется только информативностью таких работ и наличием аппаратуры.

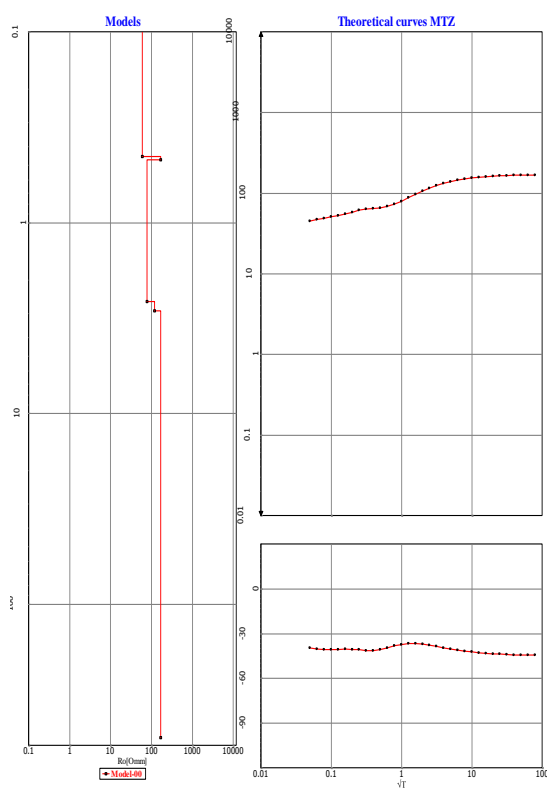


Рис. 1. Моделирование магнитотеллурических эффектов над геoeлектрическим разрезом Западно-Катъльгинского месторождения

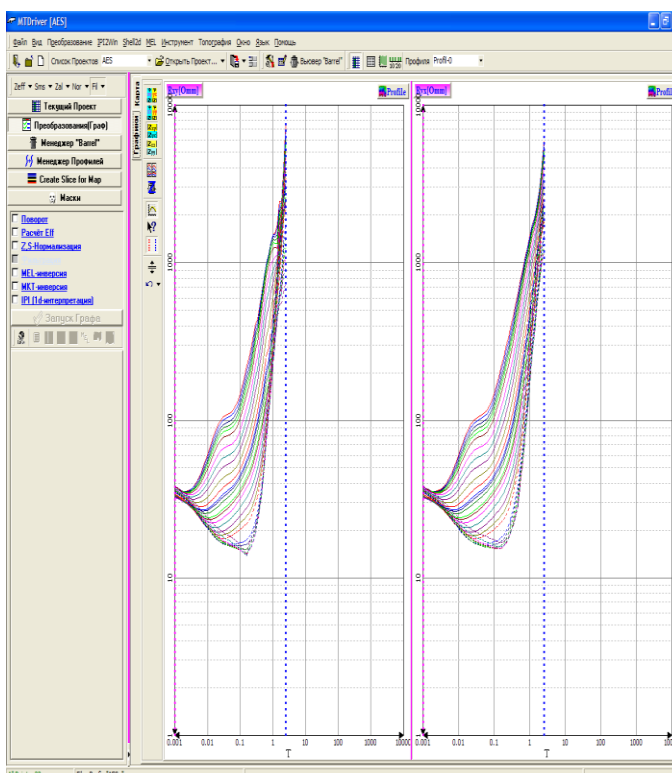


Рис. 2. Амплитудные кривые АМТЗ по профилю 00 Северской площади

Для оценки возможностей применения МТЗ в Томской области было использовано одномерное моделирование магнитотеллурических эффектов над сводными геoeлектрическими разрезами Западно-Катъльгинского (мезозойского, рис. 1) и Комборского (палеозойского) месторождений. Кроме того, анализу подверглись результаты МТЗ при инженерных изысканиях близ г. Северск (рис. 2, 3).

По результатам моделирования было выявлено, что как на амплитудных, так и на фазовых кривых наиболее контрастно выделяется высокоомный фундамент, неоднородности же перекрывающих осадочных пород не вызывают значимых отклонений кривых. Одномерные модели над геoeлектрическим разрезом месторождений углеводородов вырождаются, таким образом, в квазидвухслойные (рис. 1). Но при анализе результатов работ методом МТЗ по профилю 00, где мощность осадочного чехла составляет 300–400 м, можно обнаружить, что даже при небольших изменениях свойств перекрывающих пород кривые становятся трех- и четырехслойными (рис. 2), что вполне позволяет уже не только проследить рельеф фундамента, но и достаточно достоверно проследить зоны обводнения (рис. 3). Очевидно, что такие яркие различия между теоретическими и полевыми данными, прежде всего, связаны с распределением плотности тока [4].

Таким образом «равномерное» распределение плотности тока по всему разрезу, предполагаемое при одномерном моделировании, вполне могло привести к подавлению возможных аномальных эффектов неоднородностей пород в «межэкранным пространстве».

Подводя итоги исследования, можно отметить, что метод МТЗ имеет подтвержденную информативность для ведения как мелко-, так и крупномасштабного геокартирования в пределах Томской области, получаемые кривые зондирования будут, как минимум, двухслойными, что уже является весьма важной информацией при поисках месторождений углеводородов.

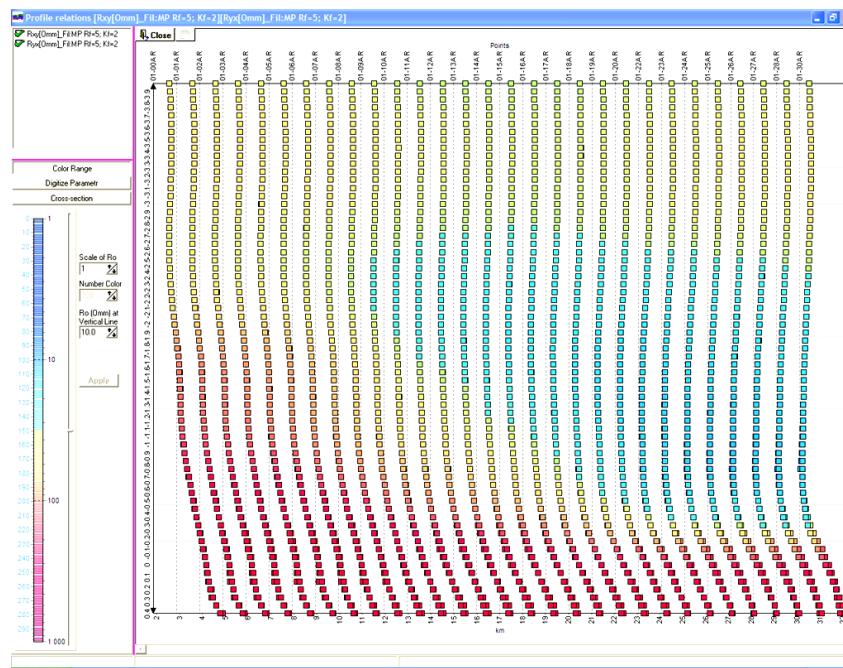


Рис. 3. Распределение поля кажущегося сопротивления вдоль профиля 00 Северной площади

Детальное же исследование осадочных пород чехла возможно лишь при наличии опорных скважин и комплексировании МТЗ с сейсморазведкой.

О возможности ведения прямых поисков залежей углеводородов в рассматриваемом районе говорить пока рано, так как теоретического подтверждения на реальных месторождениях такие работы не получили, а опыт проведения детальных работ МТЗ в районе исследования полностью отсутствует.

Литература

1. Губин И.А. Оценка перспектив нефтеносности рифогенного объекта по данным метода магнитотеллурического зондирования // Проблемы геологии и освоения недр.: Труды XI Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2007. – С. 243–245
2. Исаев В.И. Нефтегеологическое моделирование при прогнозировании и поисках: некоторые новые предложения и новые методы // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XII Международного симпозиума студ., аспирантов и молодых ученых. – Томск, 2008 – С. 293–297
3. Ингерев А.И. Применение электроразведочных методов при поисках залежей углеводородов // Записки Горного института. – СПб, 2005. – Т. 162. – С. 15 – 25.
4. Хмелевской В.К., Модина И.Н., Яковлев А.Г. Электроразведка. – М.: Недра, 2005. – 311 с.

ОБОБЩЕННАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА КАК ПОКАЗАТЕЛЬ ЕГО НЕФТЕПРОДУКТИВНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НИЖНЕВАРТОВСКОГО СВОДА)

О.В. Григорьева

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Хорошо изученные в геологическом и геофизическом отношении разрезы месторождений представляют собой натурные модели для решения различных проблем технологического и генетического содержания. В связи с объективным характером геофизических данных и возможностью их многократного использования, актуальным является решение вопроса о полноте извлечения из них геолого-прогнозной информации.

Геофизические исследования в скважинах (ГИС) применяются на всех этапах изучения месторождений углеводородов – от поисков до разведки и контроля разработки. Однако технология использования результатов ГИС такова, что возникает сомнение в полной реализации их потенциальных возможностей. После литологического расчленения разреза и выделения в нем коллекторов все усилия геофизиков сосредотачиваются на коллекторах, и большой объем геофизической информации по разрезу в целом остается практически не востребованным, а ее прогнозная ценность – не выявленной.

Цель исследования – выявление геофизических различий разрезов, включающих нефтяные залежи разной продуктивности.

Исходными материалами для исследования послужили результаты ГИС по трем разрезам нефтяного месторождения Нижневартовского нефтегазоносного района (НГР) Западно-Сибирской провинции. Разрез месторождения представлен пластами песчаников и алевролитов, разделенных темно-серыми, серыми и зеленоватыми глинами. Основным продуктивным горизонтом на месторождении является пласт Б10. Продуктивность разреза (Р) условно оценивалась как сумма произведений эффективной мощности пласта, коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

Для анализа были использованы результаты измерений в скважинах потенциалов самопроизвольной электрической поляризации (метод ПС), естественной гамма-активности (ГК), кажущегося удельного электрического сопротивления (БК) и плотности тепловых нейтронов (НКТ). Разрезы разной продуктивности сравнивались по средним значениям исследованных геофизических параметров, в том числе отдельно для разных элементов геологического разреза (табл.), по гистограммам распределений значений признаков (рис. 1), по корреляционным зависимостям между измеренными значениями параметров (рис. 2) и их средними значениями. Результаты исследований кратко сводятся к следующему.

Разрезы скважин разной продуктивности различаются по уровню значений геофизических параметров (средним значениям). Наиболее информативными в этом отношении являются показания методов ПС, НКТ и БК. Горные породы в наиболее продуктивной скважине отличаются повышенными значениями потенциалов самопроизвольной поляризации, удельного электрического сопротивления и плотности тепловых нейтронов как по разрезу в целом, так и в границах отдельных литолого-стратиграфических разностей (табл.), в частности в коллекторах (песчаниках) и неколлекторах (глинах). Наилучшие различия наблюдаются по показаниям малого зонда НКТ, более чувствительного к водородосодержанию среды.

По данным таблицы можно видеть, что в каждом пласте и в каждой «покрышке» средние показания НКТ и ПС последовательно увеличиваются согласно увеличению продуктивности разреза. Иными словами, эти изменения носят сквозной характер и, скорее всего, не связаны с процессом осадконакопления, так как изменение «песчаности – глинистости» разреза разнонаправленно влияет на показания методов ПС и НКТ (БК).

Таблица
Средние значения показаний электрического и нейтронного каротажа в разрезах разной продуктивности

Продуктивность разреза, м(%) ²	Элементы геологического разреза												
	НК	Б5	НК	Б6	НК	Б7	НК	Б8	НК	Б9	НК	Б10	НК
Показания каротажа по тепловым нейтронам (НКТ), у. е.													
5547	3,22	4,06	2,82	3,59	3,19	3,83	3,96	3,92	3,6	4,17	4,26	4,24	4,31
9374	3,78	4,49	3,61	4,05	3,16	4,49	4,12	4,84	3,98	4,89	4,94	5,02	4,96
11874	4,13	4,82	4,03	4,2	3,74	4,85	4,62	5,21	4,43	5,07	5,12	5,37	5,39
Потенциалы самопроизвольной поляризации (ПС), мВ													
5547	86,4	82,0	84,2	83,0	83,2	83,2	82,0	83,2	81,9	82,5	79,9	79,6	80,2
9374	88,9	87,6	97,0	93,4	103	95,4	103	93,7	103	97,3	105	99,7	102,7
11874	96,9	87,7	106	97,4	108	100	110	95,1	108	102	117	114	121,0

Примечание: НК – неколлектор между пластами («покрышка»); Б5 – номер пласта неокомского нефтегазового комплекса.

Сравнение гистограмм распределения значений параметров показало, что значимое различие разрезов наблюдается для НКТ и, особенно, для ПС. По гистограммам рис. 2 можно видеть, как изменяется распределение значений приращения потенциалов ПС по мере увеличения продуктивности разреза.

Для малопродуктивного разреза распределение приращения потенциала в разрезе одномодальное, в интервале 10–16 мВ. По мере роста продуктивности разреза распределение усложняется, а модальное значение сдвигается в сторону повышения ПС. Наиболее сложным, практически трехмодальным распределением значений ПС обладает наиболее продуктивный разрез. На гистограмме ПС этого разреза хорошо обособляется совокупность значений, превышающих 28 мВ, не встречающаяся в двух других разрезах. Таким образом, признаком продуктивности разреза является увеличение диапазона изменения ПС, особенно в область высоких значений. Интерпретируя данные ПС с точки зрения качеств коллекторов и покрышек, следует констатировать, что продуктивным является тот разрез, в котором имеются не только, и не столько хорошие коллекторы, но и хорошие покрышки.

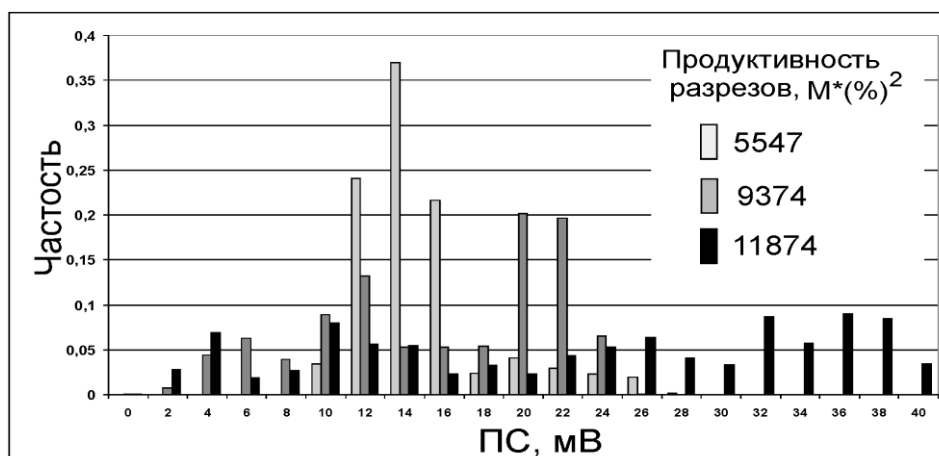


Рис. 1. Гистограммы распределения значений ПС (приращений потенциала самопроизвольной поляризации) в разрезах разной продуктивности

Типичным признаком продуктивного разреза является увеличение на глубину тех параметров, которые отличают продуктивный разрез от непродуктивного. Особенно это характерно для ПС, что для средних значений потенциалов самопроизвольной поляризации можно видеть в данных таблицы. Обратим внимание на то, что наибольшие значения ПС (а также НКТ и БК) имеет место в окрестности пласта Б10 – наиболее продуктивного пласта месторождения.

Различие между разрезами разной продуктивности выявлено и по корреляционным зависимостям между геофизическими параметрами, как осредненными, так и измеренными, о чем можно судить, например, по данным рис. 2. Общая закономерность заключается в том, что в продуктивном разрезе типичные для соответствующей пары параметров связи или существенно ослабевают, или появляются связи противоположного знака. Особенно это характерно для пар параметров, одним из которых является ПС.

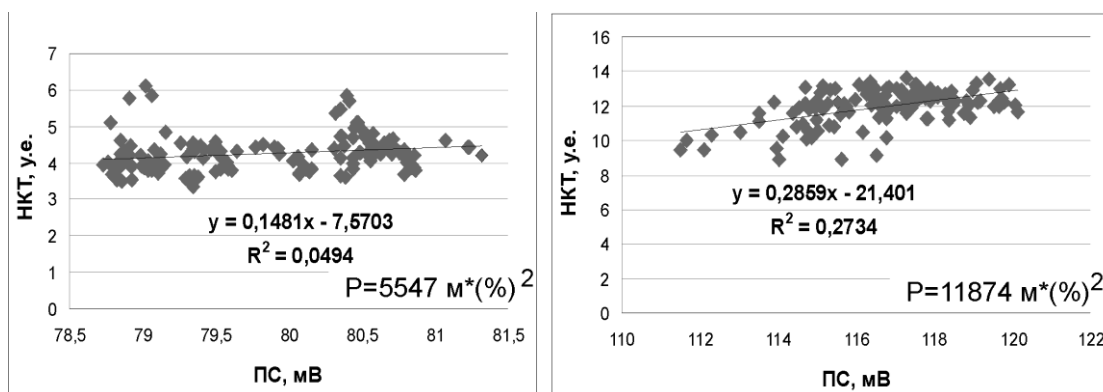


Рис. 2. Появление прямой корреляционной связи между показаниями ПС и НКТ в покрышке пласта Б10 разреза продуктивной скважины

Выявленные корреляционные зависимости между геофизическими параметрами позволили выдвинуть предварительную версию причин геофизических отличий разрезов скважин с разной продуктивностью. Это, скорее всего, совмещенный процесс глинизации, карбонатизации и уплотнения пород разреза, приводящий к появлению нетипичных связей между геофизическими параметрами и улучшению изоляционных свойств покрышек нефтяных залежей.

Таким образом, проведенными исследованиями установлено, что разная продуктивность разреза отражается в его комплексной геофизической характеристике – уровне значений геофизических параметров, изменениях их на глубину и в корреляционных зависимостях между этими параметрами. Наиболее информативным геофизическим параметром является ПС. Выявленные закономерности имеют практическое значение, например, для оперативного решения вопроса о продолжении бурения скважины, а также теоретическое значение, потому что эти закономерности должны быть как-то объяснены.

ГРАВИМЕТРИЧЕСКОЕ ПОЛЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ВЕРХНЕ-ИНДИГИРСКОГО РАЙОНА М.Г. Денисов

Научный руководитель доцент Е.Э. Соловьев

Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

В настоящее время при изучении геологического строения регионов необходимо привлекать геофизические данные, которые уточняют и дополняют информацию о пространственном положении основных рудоконтролирующих структур. Одной из важнейших задач геофизических исследований является анализ и обработка геопотенциальных полей для выделения поисковых геофизических критериев и локализации перспективных территорий. Современные автоматизированные комплексы обработки геофизической информации, основанные на статистическом и спектрально-корреляционном анализе, позволяют выделять трехмерные аномальные объекты различной морфологии. Определение геометрических параметров аномалиеобразующих объектов (формы, глубины залегания) является дополнительным фактором для обоснования инвестиционной привлекательности исследуемых регионов.

Строение гравиметрического поля центральной части Верхне-Индибирского района сложное. Значения гравитационного поля отрицательные, что характерно для орогенных областей и связано с утолщением «гранитного» слоя. Структура поля Δg обусловлена особенностями геологического строения региона – положением кристаллического фундамента, развитием крупных магматических образований и протяженных разрывных структур. В центральной части исследуемой территории наблюдается блок повышенных значений гравитационного поля. В геологическом отношении выделенный блок, вероятно, обусловлен поднятием кристаллического фундамента. Разрывные структуры в гравиметрическом поле выделяются по косвенным признакам – линейно-вытянутым аномалиям и сдвигам осей аномалий. Гранитоидные массивы, имеющие дефицит плотности по отношению к вмещающим породам, отмечаются пониженными значениями поля Δg . В северо-западной части района наблюдается зона градиентных значений поля силы тяжести. Она отвечает широкой, до 7–8 км, разуплотненной структуре северо-восточного простирания, разделяющей территорию на два блока с различным геологическим строением. Анализ размещения рудно-россыпных узлов золота центральной части Верхне-Индибирского района показывает, что рудопроявления приурочены, главным образом, к повышенным значениям гравитационного поля, характерным также для оруденения юго-восточного сектора Ольчанско-Нерской металлогенической зоны [3].

Анализ исходного геопотенциального поля позволяет получить информацию на качественном уровне, без выделения в изучаемом поле индивидуальных признаков рудоконтролирующих геологических структур. Для получения большей информативности геопотенциальных полей о закономерностях размещения в районе золотого оруденения проведены трансформации аномального гравиметрического поля. Преобразования поля проводились в автоматизированной программе «Coscad 3D», предназначенной для обработки геолого-геофизических данных на основе статистического и спектрально-корреляционного анализа.

В ходе исследований проведена следующая обработка значений гравитационного потенциала:

1. Расчет двумерной автокорреляционной функции для выбора оптимального размера скользящего окна.
2. Двумерная адаптивная энергетическая фильтрация с выделением локальной и региональной составляющих.
3. Оценка параметров аномалиеобразующих объектов (спектральная оценка распределения гравитационных масс).
4. Зондирование с вычислением центральных статистических моментов в скользящем окне (дисперсия).
5. Зондирование с вычислением двумерного радиуса корреляции в скользящем окне.

Двумерная автокорреляционная функция (ДАКФ) используется для описания корреляционных свойств двумерных геофизических полей. Функция позволяет определить основное простирание аномалий изучаемого поля, учесть изменение корреляционных свойств исходных данных по различным направлениям и обоснованно выбирать размеры и наклон окна фильтрации для двумерных линейных фильтров [2].

Методика определения параметров источников геопотенциальных аномалий основывается на решении неравенства:

$$Q(\omega) \leq Q(0)e^{-2|\omega|h},$$

где $Q(\omega)$ – энергетический спектр аномалии.

Энергетический спектр аномалии силы тяжести от любого двумерного источника в точках ω меньше или равен таковому от бесконечного горизонтального цилиндра, имеющего максимальное значение $Q(0)$. Таким образом, глубина h находится [1]:

$$h \leq \frac{1}{2|\omega|} \left| \ln \frac{Q(0)}{Q(\omega)} \right|.$$

Расчет статистических характеристик в скользящих окнах позволяет выделить аномальные объекты по степени нарушения или изменения стационарности геопотенциальных полей. Обычно, границы аномальных объектов отмечаются экстремальными значениями распределения статистических характеристик.

Под статистическим и корреляционным зондированиями понимается оценка изменения статистических и корреляционных характеристик поля с глубиной на основе их вычисления в скользящих окнах различных размеров, на основе применения вероятностно-статистических методов. Зондирование позволяет создавать трехмерные сети – результат расчета той или иной статистической характеристики при конкретном значении скользящего окна. При этом верхний слой такой сети представляет результат расчета статического параметра в окне минимальных размеров (3×3), следующий – в окне (5×5), и последний – в окне максимальных размеров. Таким образом, процедура зондирования является пересчетом значений статистических характеристик вниз, так как с увеличением размеров окна, учитываются низкочастотные составляющие поля, индуцируемые геологическими объектами, залегающими на больших глубинах.

Из анализа двумерной автокорреляционной функции установлено, что основное простирание аномалий гравиметрического поля центральной части Верхне-Индибирского района – северо-запад-западное и север-северо-восточное. Оптимальные размеры адаптивного энергетического фильтра по данным ДАКФ – 30×20 точек.

На схеме локальной составляющей гравиметрического поля исследуемой территории минимальными значениями выделены основные геологические структуры – разломы и нескрытые основания гранитоидных массивов. Адыча-Тарынский разлом прослеживается по цепочке локальных аномалий повышенных значений $\Delta g_{\text{ЛОК}}$ северо-западного простирания. Отмечено изменение ориентировки локальных аномалий до северо-восточного в районе размещения Базовского рудно-россыпного узла. Мугурдах-Селериканский разлом прослеживается по линейно-вытянутым в северо-западном направлении локальным аномалиям $\Delta g_{\text{ЛОК}}$ отрицательного знака. По смещению осей отрицательных аномалий предполагается развитие разрывных структур северо-восточного простирания. Наблюдается изменение ориентировки и знака локальных аномалий в районе размещения Бадранского рудно-россыпного узла.

На схеме региональной составляющей гравиметрического поля выделяется блок повышенных значений $\Delta g_{\text{РЕГ}}$ сложного строения. В первом приближении блок представляет собой пирамиду с треугольным основанием, грани которого направлены в субширотном, субмеридиональном и юго-восточном направлении. С востока блок осложнен влиянием Нельканского, Лево-Индибирского и Усть-Нерского гранитоидных массивов. Выделенный в региональном поле блок повышенных значений $\Delta g_{\text{РЕГ}}$, отражает поднятие кристаллического фундамента в центральной части Верхне-Индибирского района, к которому приурочены все известные рудно-россыпные узлы, за исключением Жданого.

Для оценки распределения гравитационных масс центральной части Верхне-Индибирского района построены интерпретационные профили, которые пересекают известные рудно-россыпные узлы вкост основного простирания геологических структур. По результатам исследований на интерпретационных профилях выделены блоки с пониженной и повышенной плотностью. Отмечено, что рудно-россыпные узлы размещаются в пределах блоков с повышенной плотностью горных пород.

Расчет дисперсии гравитационного поля позволил выделить в трансформированном поле известные и предполагаемые разрывные структуры по линейно-вытянутым аномалиям. Установлено, что Бадранский, Базовский и Жданый рудно-россыпные узлы пространственно тяготеют к участкам пересечения разрывных нарушений северо-западного и северо-восточного простираний. Таким образом, в пределах центральной части Верхне-Индибирского района намечены перспективные площади размещения золоторудных месторождений.

Анализ гравиметрического поля центральной части Верхне-Индибирского района и предложенный комплекс обработки позволил получить следующую информацию.

1. Гравиметрическое поле центральной части Верхне-Индибирского района имеет неоднородное строение и характеризуется отрицательными значениями Δg .
2. В результате проведения двумерной адаптивной энергетической фильтрации и корреляционного зондирования значений гравиметрического поля установлено поднятие кристаллического фундамента в центральной части Верхне-Индибирского района.
3. Мощность осадочных пород по данным корреляционного зондирования изменяется от 9 до 16 км.
4. Известные рудно-россыпные узлы приурочены к повышенным значениям гравитационного поля, к изменениям ориентировки локальных аномалий, блокам с повышенной плотностью горных пород, а также к участкам пересечения разрывных нарушений северо-западного и северо-восточного простираний.

По результатам проведенных исследований намечены три перспективные площади размещения золотого оруденения.

Литература

1. Лебедев А.Н. Основные приемы оценки глубины залегания источников гравитационных и магнитных аномалий // Геология и разведка. – М., 2001. – Выпуск 2. – С. 85 - 92.
2. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации. – М.: Недра, 1986. – 342 с.
3. Соловьев Е.Э. Геофизические критерии выделения рудомещающих структур месторождений золота Верхне-Индибирского района // Горный информационно-аналитический бюллетень. – Вып. 2, 2008. – С.153 - 157.

АНАЛИЗ ИНФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ФАЗОВЫХ СПЕКТРОВ ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН

А.Ю. Ендовицкая

Научный руководитель доцент В.П. Иванченко

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

К числу наиболее важных задач, стоящих при решении задач прогноза геологического разреза (ПГР), является разработка методов, основанных на использовании новых, наиболее информативных параметров регистрируемых отраженных сейсмических волн. В реализованных программно-алгоритмических комплексах специальной обработки и интерпретации сейсмических данных, применяемых при решении задач прогноза, наиболее широко используются динамические параметры волн, связанные с амплитудой и энергией отражений. В значительно меньшей степени используются фазочастотные характеристики (ФЧХ) отражений [2]. В данной работе на основе принятой модели слоистых поглощающих сред приводятся отдельные результаты исследования информативности фазовых спектров отраженных волн.

Один из широко распространенных подходов к построению моделей слоистых поглощающих сред связан с представлением среды в качестве линейной системы, вносящей определенные изменения в проходящие через нее колебания [1, 3]. Проиллюстрируем суть применяемого системного подхода на примере простой модели плоско-параллельной слоистой поглощающей толщи (рис.).

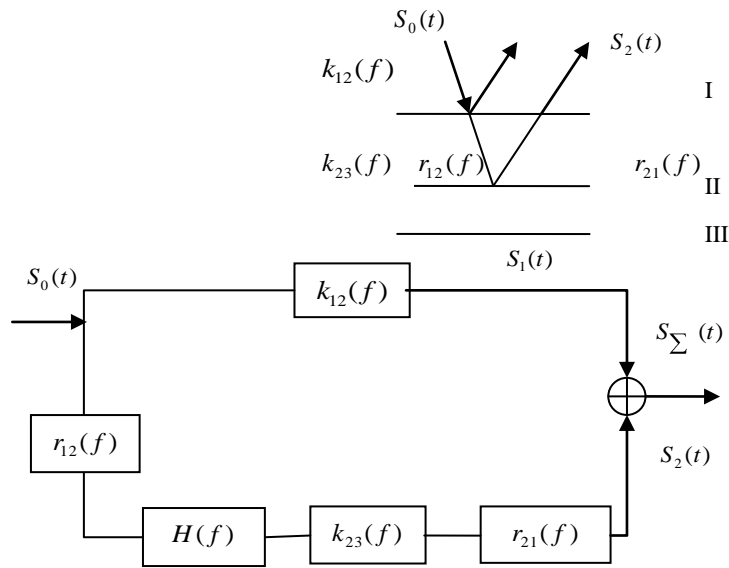


Рис. Модель плоско-параллельной слоистой поглощающей толщи. $S_0(t)$ – исходный сейсмический сигнал; $S_1(t)$, $S_2(t)$ – сигналы, отраженные от кровли и подошвы изучаемой толщи II

Частотную характеристику такой системы можно представить в виде:

$$H_{\Sigma}(f) = r_{12}(f) \cdot H(f) \cdot k_{23}(f) \cdot r_{21}(f) + k_{12}(f) = |H_{\Sigma}(f)| e^{j\phi(f)}, \quad (1)$$

где $k_{12}(f)$ и $k_{23}(f)$ – коэффициенты отражения от кровли и подошвы II слоя, $r_{12}(f)$ и $r_{21}(f)$ – коэффициенты преломления на кровле II слоя, $H(f)$ – частотная характеристика частной системы, характеризующая распространение волны в поглощающем слое II.

Спектр волны, отраженной от II-го слоя может соответственно быть представлен:

$$S_2(f) = r_{21}(f) \cdot k_{23}(f) \cdot H(f) \cdot r_{12}(f) \cdot S_0(f) = |S_2(f)| e^{j\varphi_2(f)}, \quad (2)$$

$$\text{где } \varphi_2(f) = \varphi_{r_{12}}(f) + \varphi_{H_S}(f) + \varphi_{k_{23}}(f) + \varphi_{r_{21}}(f) + \varphi_0(f) \quad (3)$$

определяет фазовый спектр отраженной волны $S_2(f)$, который непосредственно зависит от аргументов коэффициентов преломления $\varphi_r(f)$ и отражения $\varphi_k(f)$, а также от ФЧХ частной системы $\varphi_H(f)$, определяющей распространение волны в поглощающем слое, и начальной фазы падающей волны $\varphi_0(f)$.

Для двух изотропных полупространств, разделенных плоской границей, выражения для комплексных коэффициентов отражения и преломления могут быть представлены [4]:

$$k_{12}(f) = \frac{(\rho_2 V_2(f) - \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f) \delta_1(f) - \rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}{(\rho_2 V_2(f) + \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f) \delta_1(f) - \rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}, \quad (4)$$

$$r_{12}(f) = \frac{2(\rho_1 V_1(f) - j\rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}{(\rho_2 V_2(f) + \rho_1 V_1(f)) - j(\rho_2 V_2(f) \delta_1(f) - \rho_1 V_1(f) \delta_2(f))}, \quad (5)$$

где $V_i(f)$ – скорость в i -ой среде на частоте f ; $\delta_i(f)$ – декремент поглощения в i -ой среде на частоте f ; ρ_i – плотность в i -ой среде.

$$\delta_i(f) = \frac{\alpha_i(f) V_i(f)}{f}, \quad (6)$$

где $\alpha_i(f)$ – коэффициент поглощения в i -ой среде.

С целью анализа влияния петрофизических параметров поглощающих сред в соответствии с (4), (5) были проведены предварительные исследования амплитудных и фазовых спектров коэффициентов отражения и преломления при различных значениях акустических жесткостей $\gamma_{12}(f) = \frac{V_1(f) \rho_1}{V_2(f) \rho_2}$ и отношений декрементов поглощения

$$\delta_{12}(f) = \frac{\delta_1(f)}{\delta_2(f)}.$$

Проведенные исследования показали, что наиболее значимое влияние на свойства фазочастотных характеристик коэффициентов отражения и преломления оказывают изменения петрофизических параметров поглощающего слоя II. При этом амплитудные спектры коэффициентов отражения более слабо зависят от акустических и поглощающих свойств.

В докладе приведены также результаты исследования взаимных энергетических и взаимных фазовых спектров коэффициентов отражения и преломления для волн, отраженных от кровли и подошвы II-го слоя.

В целом проведенные исследования показывают большую информативность и перспективность использования ФЧХ отраженных волн по сравнению с их амплитудными характеристиками при ПГР.

Литература

1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. – М.: Недра, 1982. – 232 с.
2. Авербух А.Г., Трапезникова Н.А. Отражения и преломления плоских волн при нормальном падении на границы // Физика земли: Изв. АН СССР, 1972. – №9. – С. 74 - 83.
3. Иванченко В.П., Вылегжанин О.Н., Орлов О.В., Кочегуров А.И., Козлов А.А. Методы фазочастотного анализа волновых полей и их применение в задачах обработки данных сейсморазведки // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т. 309. – №7. – С. 65 – 70.
4. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. – М.: Недра. 1989. – 135 с.

ФАЗОЧАСТОТНЫЙ АЛГОРИТМ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН С УПРАВЛЯЕМОЙ ПРОТЯЖЕННОСТЬЮ ЕГО ФУНКЦИИ КАЧЕСТВА

Т.А. Корниенко

Научный руководитель доцент В.П. Иванченко
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Прогресс в решении обратных задач сейсморазведки в настоящее время обеспечивается широким использованием ЭВМ и построением на их основе программно-алгоритмических комплексов обработки данных. При этом одним из важнейших элементов создания программных комплексов является разработка эффективных алгоритмов прослеживания сейсмических волн, так как многие задачи структурной сейсморазведки и прогноза геологического разреза решаются по данным корреляции волн [1].

В современных комплексах обработки сейсмических данных наибольшее распространение получили алгоритмы прослеживания, использующие в качестве информативных признаков преимущественно энергетические характеристики сейсмосигналов. В последнее время предложен также ряд спектральных алгоритмов прослеживания, основанных на информационных свойствах фазовых спектров отраженных сейсмических волн [2–4]. Проведенные исследования и применение фазочастотных алгоритмов показали, что они позволяют в условиях существенной априорной неопределенности обнаруживать и выделять сигналы на фоне интенсивных помех. В данном докладе рассматривается новый фазочастотный алгоритм, позволяющий повысить разрешение сигналов при прослеживании фиксированных волн в условиях их интенсивной интерференции. Предположим, что на некотором интервале сейсмических записей наблюдаются сигналы, регистрируемые на фоне нерегулярных помех. Будем считать, что по отдельной сейсмотрассе перемещается окно анализа, вырезая в каждый фиксированный момент времени участок записи (рис.), который может быть представлен в виде:

$$X(t) = S(t - \tau) + \xi(t), \quad (1)$$

где $S(t)$, $\xi(t)$ – соответственно сейсмический сигнал и нерегулярная помеха, τ – временное положение сигнала. В этом случае задачу прослеживания фиксированных сейсмических волн можно рассматривать как задачу определения временного положения в некотором перемещающемся окне анализа (рис.).

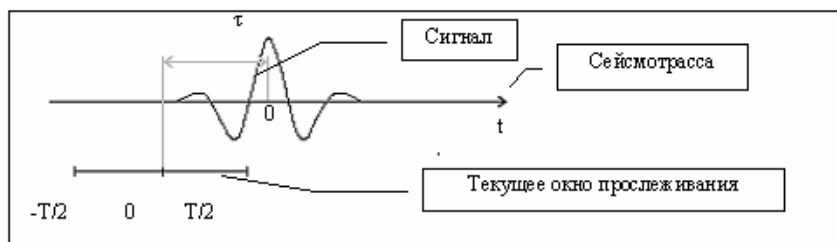


Рис. Схема, поясняющая фазочастотное прослеживание сейсмических волн

В процессе прослеживания сигнала формируется функция качества $L(\tau)$ (критерий оценки местоположения сигналов). В случае фазочастотных алгоритмов с равновесной и неравновесной обработкой обобщенная функция качества может быть представлена в виде [3, 4]:

$$L(\tau) = \sum_{k=1}^m W(f_k) \cos(\varphi_x(f_k) - 2\pi f_k \tau), \quad (2)$$

где $W(f_k)$ – принимаемая весовая функция, $\varphi_x(f_k)$ – мгновенный фазовый спектр выделяемого участка сейсмотрассы. При этом временное положение сигналов оценивается по положению экстремума функции $L(\tau)$, которая формируется

при перемещении окна анализа вдоль сейсмической трассы. Для равновесного алгоритма $W(f_k)$ принимается равной единице; для алгоритмов с неравновесной обработкой – задается треугольной или экспоненциальной формы. Проведенный анализ фазочастотных характеристик сейсмоимпульсов отраженных волн показал, что их фазовые спектры при определенном окне анализа обладают свойством стационарности в полосе частот, в которой сосредоточена основная энергия сигналов [2]. В этой связи, наложив ограничения на область изменения мгновенных фазовых спектров $\varphi_x(f_k)$ в выражении (2), можно значимо уменьшить протяженность экстремумов функции качества. Дискриминирующие свойства фазочастотных алгоритмов при разрешении сигналов дополнительно могут быть изменены, если вместо функции \cos в формуле (2) ввести некоторые другие функции, которые обладают большей «чувствительностью» к изменению мгновенных фазовых спектров. Указанные предпосылки были положены в основу нового алгоритма, в котором протяженностью функции качества можно управлять, наложив определенные ограничения на фазовые спектры анализируемых сигналов. Функцию качества такого алгоритма можно представить в следующей форме:

$$L(\tau) = \sum_{k=1}^m F \left(\frac{\phi_x(f_k, \tau)}{a(f_k)} \right), \quad (3)$$

где $a(f_k)$ определяет ограничения на $\varphi_x(f_k, \tau)$ вида:

$$a(f_k) = \pi f_k T^*. \quad (4)$$

Величина T^* определяет устанавливаемую протяженность функции качества в области возможного местоположения сигнала. Функция $F \left(\frac{\varphi_x(f_k, \tau)}{a(f_k)} \right)$, получившая название фазопреобразующей функции, должна удовлетворять следующему условию:

$$F \left(\frac{\varphi_x(f_k, \tau)}{a(f_k)} \right) = 0 \text{ при } |\phi_x(f_k, \tau)| > a(f_k). \quad (5)$$

Исходя из указанных условий, был реализован новый алгоритм фазочастотного прослеживания волн и проведено исследование его помехоустойчивости и разрешающей способности на различных моделях сейсмических волновых полей. Показано, что применение данного алгоритма позволяет повысить примерно в 1.5 раза разрешение сигналов по сравнению с ранее известными фазочастотными алгоритмами прослеживания волн с равновесной и неравновесной обработкой.

Литература

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка. – Тверь: АИС, 2006. – 744 с.
2. Иванченков В.П., Вылегжанин О.Н., Орлов О.В. и др. Фазочастотный анализ сейсмических сигналов и его применение в задачах прогноза геологического разреза // Инновационные методы и технологии нефтегазописковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточных районах Западной Сибири. – Томск: ЦНТИ, 2000. – С. 62-74.
3. Иванченков В.П., Вылегжанин О.Н., Орлов О.В., Кочегуров А.И., Козлов А.А. Методы фазочастотного анализа волновых полей и их применение в задачах обработки данных сейсморазведки // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2006. – Т. 309. – №7. – С. 65 – 70.
4. Иванченков В.П., Кочегуров А.И. Определение временного положения сейсмических сигналов по оценкам их фазочастотных характеристик // Геология и геофизика. – М.: – 1988. – №9. – С. 77-83.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ РАСЧЕТОВ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОМУ ПАРАМЕТРУ НАСЫЩЕНИЯ М.О. Коровин

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Современная изученность месторождений нефти и газа юго-востока Западной Сибири такая, что они находятся на переходной стадии от разведки к разработке, когда способность отдавать нефть становится главной характеристикой коллекторов. Экспериментальные данные об относительных фазовых проницаемостях (ОФП), которые определяют эту способность, на большинстве месторождений отсутствуют, что затрудняет проектирование процесса разработки месторождений.

С.Дж. Пирсоном [2] теоретически обоснована возможность расчета относительных фазовых проницаемостей по электрическому параметру насыщения. Экспериментальными данными об электрическом параметре насыщения (P_n) обеспечено большинство месторождений углеводородов Западной Сибири, поскольку модели P_n используются при подсчете запасов месторождений. Исследование применимости расчета относительных фазовых проницаемостей по электрическому параметру насыщения в конкретных условиях месторождений углеводородов является актуальной задачей.

Для расчета относительных фазовых проницаемостей по воде ($K_{np}(B)$) и нефти ($K_{np}(H)$) необходимы данные о коэффициенте остаточной водонасыщенности ($K_{во}$), коэффициенте адсорбированной воды (α), а также аналитическая зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности ($K_{в}$), для расчета функции обводнения ($f_{в}$) необходимы сведения о вязкости воды ($\mu_{в}$) и нефти ($\mu_{н}$) на месторождении. Все эти данные, за исключением

коэффициента адсорбированной воды, для месторождений, как правило, имеются. В монографии С.Дж. Пирсона [2] приводятся следующие уравнения для расчетов:

$$\begin{aligned} Knp(H) &= (1 - Sn) \cdot \{1 - Sn^{1/4} \cdot [1 - (1 - P_H^{-1})]^{1/4}\}^2; \\ Knp(B) &= Sn^{1/2} \cdot \left[1 - \frac{1}{(1 - \alpha)} \cdot (1 - P_H^{-1})\right]^{3/2}; \\ f_v &= 1 / \left[1 + (Knp(H) \cdot \mu_v) / (Knp(B) \cdot \mu_n)\right] \end{aligned} \quad (1)$$

где $Sn = (K_v - K_{vo}) / (1 - K_{vo})$ – подвижность воды в порах.

Исследование применимости расчета относительных фазовых проницаемостей по электрическому параметру насыщения было сделано на примере Игольско-Талового нефтяного месторождения (пласт Ю_{1,2}), на котором петрофизической группой Л.М. Дорогининой [1] в большом объеме проведены порометрические измерения с определением относительных фазовых проницаемостей. Недостающий для расчета параметр α оценивался нами способом подбора – при условии минимального расхождения между расчетной кривой обводнения и данными экспериментального ее определения. Кроме того, для Среднеvasюганского нефтяного месторождения, где порометрические исследования отсутствуют, были рассчитаны зависимости $Knp(H)$, $Knp(B)$ и f_v от K_v и составлена геоэлектрическая модель пласта Ю_{1,2}. Результаты исследований приведены на рис.1–3, в таблице и сводятся к следующему.

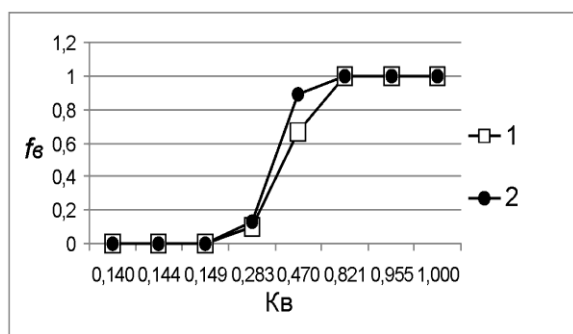


Рис. 1. Сопоставление расчетных (1) и экспериментальных (2) определений функции обводнения в зависимости от коэффициента водонасыщенности

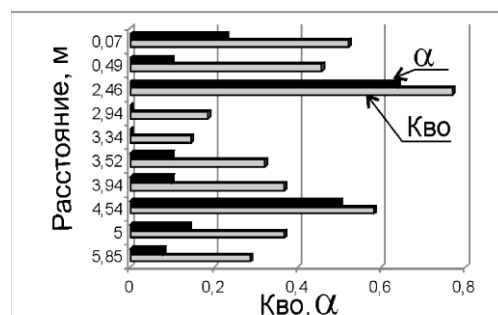


Рис. 2. Соотношение коэффициентов остаточной водонасыщенности (K_{vo}) и физически связанной воды (α) в разрезе пласта Ю_{1,2} Игольско-Талового месторождения

Относительные фазовые проницаемости могут быть рассчитаны по электрическому параметру насыщения, по крайней мере, на месторождениях с коллекторами типа Игольско-Талового. Расхождения между расчетными и экспериментальными определениями функции обводнения незначительны (рис. 1) и составляют в среднем 0,015. Кроме чисто практического значения этого заключения, оно указывает на принципиально верную основу модели Пирсона – на движение флюидов и электрических токов влияют одни и те же свойства коллектора.

При расчетах по Пирсону обнаруживается слабое систематическое занижение значений ОФП по воде. В большинстве случаев получено расхождение типа рис. 1. Расчетные и экспериментальные кривые ОФП по нефти практически не различаются. Судя по формулам (1), причина расхождения должна быть обусловлена теми свойствами коллектора, которые связаны с коэффициентом адсорбированной воды (α).

Оцененный при сравнении расчетных и экспериментальных данных коэффициент физически связанной (адсорбированной) воды находится в тесной статистической связи с коэффициентом остаточной водонасыщенности. Для Игольско-Талового месторождения было получено следующее уравнение связи ($R^2 = 0,9129$):

$$\alpha = 1,3059 \cdot K_{vo}^2 - 0,1181 \cdot K_{vo} - 0,015. \quad (2)$$

Для определения α по K_{vo} необходимо обоснование применимости соответствующего уравнения. Критерием применимости уравнений типа (2) может быть близость моделей электрического параметра насыщения для месторождения, по которому имеется уравнение связи « α - K_{vo} », и месторождения, для которого необходимо провести расчеты ОФП.

Из данных рис. 2 можно видеть, что доля адсорбированной воды в составе остаточной водонасыщенности по разрезу пласта изменяется. Так, на расстоянии 2,94 и 3,34 метров от кровли пласта адсорбированная вода отсутствует, то есть коллектор – безглинистый, скорее всего, с карбонатным цементом. Отметим, что использованные для расчетов формулы применимы для глинистых коллекторов [2]. Именно для этих двух образцов получены наибольшие расхождения между расчетными и экспериментальными данными.

На рис. 3 и в табл. приведены результаты расчетов ОФП по электрическому параметру насыщения для пласта Ю_{1,2} Среднеvasюганского нефтяного месторождения, показывающие содержание дополнительно получаемой информации. Главное, что в результате расчетов можно определить граничные значения водонасыщенности (нефтенасыщенности) пласта, разделяющие пласт на зоны с разным выходом флюида при испытании пласта, а также

граничные значения электрического параметра насыщения и удельного электрического сопротивления (α), по которым границы этих зон можно оценить в разрезе скважин при их геофизических исследованиях.

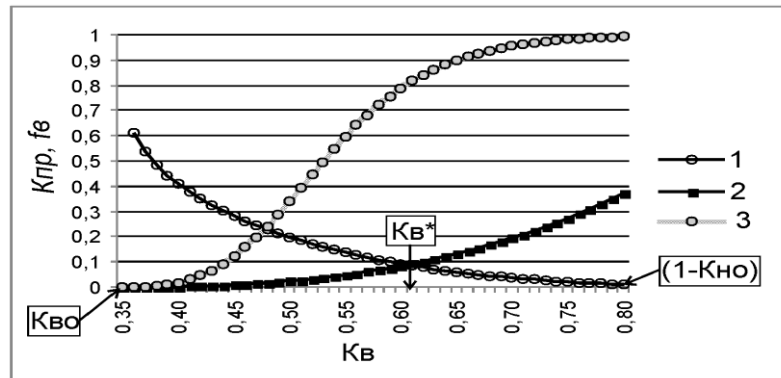


Рис. 3. Расчетные кривые относительных фазовых проницаемостей по нефти (1), воде (2) и функции обводненности (3) пласта Ю_{1,2} Средневазюганского месторождения

Таблица

Геоэлектрическая модель пласта Ю_{1,2} Средневазюганского нефтяного месторождения (результаты расчетов для коэффициента пористости 15 %)

Зона пласта	Предельного нефтенасыщения	Остаточной водонасыщенности	Переходная (а)	Переходная (б)	Остаточной нефтенасыщенности	Водонасыщенная
Кв	$\geq 0,136$	0,136...0,35	0,35...0,61	0,61...0,8	0,8...1,0	1,0
Rн	98	98...15,6	15,6...3,12	3,12...2,65	2,65...1	1,0
ρ_z , Омм	165,3	165,3...26,3	26,3...5,3	5,3...4,5	4,5...1,7	1,7
Выход флюида	нефть	нефть	нефть+вода	вода+нефть	вода	вода

Литература

1. Количественная оценка добычных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС /Л.М. Дорогиницкая, Т.Н. Дергачева, А.П. Анашкин и др. – Томск: СТТ, 2007. – 278 с.
2. Пирсон С. Дж. Учение о нефтяном пласте. - М.: Гостоптехиздат, 1961. – 566 с.

СПОСОБЫ УЛУЧШЕНИЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ ДИФРАКТОРОВ НА СЕЙСМИЧЕСКИХ ВРЕМЕННЫХ РАЗРЕЗАХ

И.А. Курашов

Научный руководитель профессор В.И. Бондарев

Уральский государственный горный университет, г. Екатеринбург, Россия

Данная работа выполнена в рамках проекта по совершенствованию методов миграционных преобразований сейсмических данных кафедры геофизики нефти и газа Уральского государственного горного университета под руководством проф. В.И. Бондарева. Основной задачей являлся поиск более эффективных приемов обнаружения и выделения в регистрируемом волновом поле объектов дифракции. В результате исследования получен амплитудно-временной оператор и алгоритм его применения, дающие хорошие результаты на данном этапе исследований.

Суть метода заключается в следующем. Предположим, что сигнал на одной из трасс является отражением от дифрагирующего объекта. Дополнительно рассматриваем все остальные гипотетические места его локализации на всех соседних трассах, создавая систему псевдо-трасс. Линия возможных положений дифрактора на разрезе, составленном из этих псевдо-трасс, примет форму кривой с ветвями, загнутыми вверх. Проведя подобную операцию для всех трасс разреза равных удалений (РУ) и просуммировав полученные данные, мы получим трансформированный временной разрез, где в результате процесса интерференции будет отражено фактическое положение дифрактора.

Для расчета используем двумерную модель среды и систему наблюдений, представленную на рис. 1. Здесь используется установка с удалением «источник-приемник», равном l , X_D и Z_D – координаты, определяющие положение дифрактора, u – удаление трассы разреза РУ, относительно которой производится расчет от текущей псевдо-трассы.

Расчет основан на новом взгляде на классическое уравнение [2]:

$$t_i = \frac{1}{V} \left(\sqrt{\left(\frac{l}{2} + u\right)^2 + z_D^2} + \sqrt{\left(\frac{l}{2} - u\right)^2 + z_D^2} \right), \quad (1)$$

где V – скорость сейсмической волны.

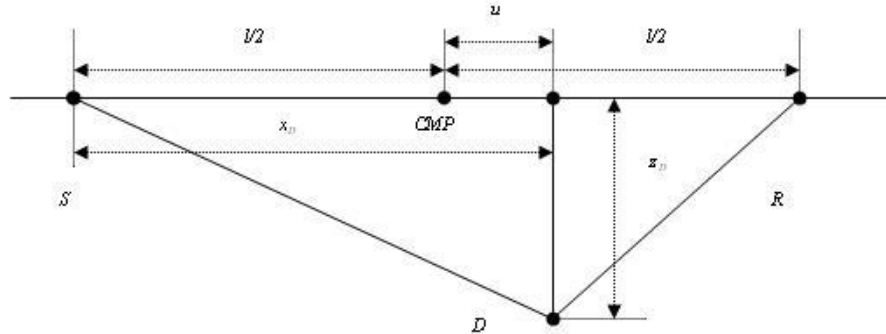


Рис. 1. Двумерная исходная модель

Преобразование формулы (1) производится путем простых математических операций, при этом из нее выражается параметр t_0 – время, соответствующее дифрактору. В результате получим формулу (2), по которой можно осуществить пересчет исходного волнового поля из времени t_i во время t_0 :

$$t_0 = \frac{2z_D}{V}. \quad (2)$$

При помощи данного математического преобразования и достигается желаемая цель локализации положения объекта. Если к этому выражению добавить очевидное соотношение $A \left[\left(\frac{t}{t_0} \right)^2 - 1 \right] = A \left[\left(\frac{t_i}{t_0} \right)^2 - 1 \right]$, то приведенная формула становится амплитудно-временным оператором преобразования любой трассы РУ, в трассу нового временного разреза t_0 :

$$t_0 = t_i \cdot \sqrt{\left(1 - \frac{l^2}{V^2 t_i^2}\right) \left(1 - \frac{4u^2}{V^2 t_i^2}\right)}. \quad (3)$$

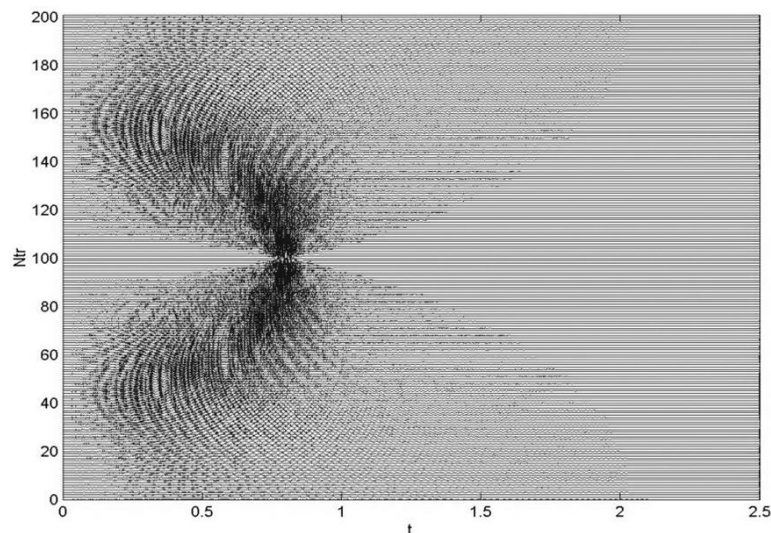


Рис. 2. Вид распределения шумов, создаваемых миграцией волнового поля от отдельного дифрагирующего объекта

В результате процесса конструктивной интерференции серий трасс на преобразованном разрезе будет фиксироваться фактическое наличие дифракторов на данном пикете профиля. На тех пикетах, где отсутствуют дифракторы, в результате деструктивной интерференции множества трасс будет фиксироваться лишь слабый интерференционный шум. Таким образом, предложенный алгоритм позволит преобразовать исходные разрезы РУ в разрез t_0 , на котором верно локализованы области акустической неоднородности среды – дифракторы.

Аппаратом моделирования для решения прямой задачи – создания синтетического временного разреза и обратной – предложенной процедуры, выступает программный пакет *MatLAB*.

На рис. 2 показан характер распределения шумов после процедуры трансформации, для наглядности используется высокий уровень усиления сигнала. Рис. 3 иллюстрирует результат проведения процедуры на синтетическом временном разрезе. Данный разрез содержит одну отражающую границу, полученную как совокупность близко расположенных дифракторов.

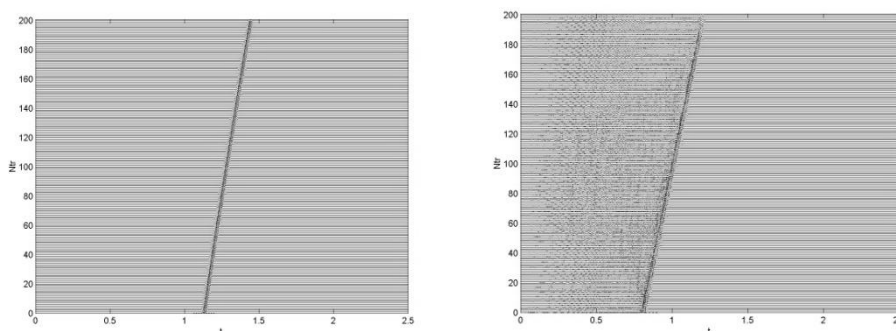


Рис. 3. Пример трансформации временного разреза для отражающей границы, представленной совокупностью дифракторов (удаление «источник-приемник» - 2000 м)

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что разработанная процедура локализации дифракторов на данном этапе показывает хорошие результаты как по уровню шумов, так и по скорости вычислений, что говорит о целесообразности ее дальнейшего развития и исследования в применении к сейсморазведке 3D и МПВ.

Литература

1. Бондарев В.И., Крылатков С.М., Новые технологии анализа данных сейсморазведки. – Екатеринбург: Изд. УГГУ, 2006, -126 с.
2. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.П. Номоконова. Книга первая. – Москва: Недра, 1990. – 336 с.

ПРОБЛЕМА НЕОДНОРОДНОСТИ И КАРБОНАТИЗАЦИИ ПЛАСТА Ю₁₋₂ ИГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Кутьина, С.А. Макарова

Научный руководитель ведущий научный сотрудник В.Н. Шевченко
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Целью данной работы является отделение плотных карбонатных прослоев от песчаных коллекторов с карбонатным цементом на примере пласта Ю₁₋₂ Игольского месторождения.

Сложность интерпретации коллекторов, осложненных карбонатными пропластками и песчаниками с карбонатным цементом выливается в проблемы при построении геологической модели и еще больше при гидродинамическом моделировании, так как карбонатные пропластки создают жесткость в коллекторе и растрескиваются при проведении перфорации пласта. Искусственная дополнительная трещиноватость создает проницаемость, которая не учитывалась при расчетах по данным ГИС. В результате затрудняется адаптация гидродинамической модели.

Задачами данной работы являются прослеживание закономерностей влияния карбонатности на коллекторские свойства по керну, учет их при интерпретации данных ГИС в пласте Ю₁₋₂ Игольского месторождения, а также определение коэффициента увеличения проницаемости для коллекторов с карбонатным цементом после проведения перфорации пласта.

Нефтегазоносность Игольско–Талового поднятия связана с коллекторами надугольной толщи. В зависимости от стадийности формирования надугольной толщи, в ее объеме выделяются три осадочные пачки. Нижняя залегают непосредственно на отложениях межугольной толщи. Представлена она аргиллитами с включением прослоев алевrolита. Ее формирование можно связывать с приливно – отливной равниной. Средняя пачка соотносится с продуктивным пластом Ю₁₋₂, а верхняя представлена аргиллитами георгиевской свиты, интерпретируемыми как шельфовые илы. В литологическом отношении, по описанию керна в скважинах 5, 9, 11, 14, 16, пласт Ю₁₋₂ в верхней части представлен литофацией серых, светло-серых, средне-мелкозернистых, среднесцементированных, участками известковых песчаников. Наличие в разрезе песчаников не единичных включений, а целых прослоев, обогащенных остатками раковин пелеципод, скорее всего можно связывать не с массовой гибелью этих организмов, а с периодами усиления гидродинамической активности. В результате этого процесса более тяжелый материал (раковины), оставаясь на месте, концентрировался, образуя отдельные биогенно обогащенные прослои [2]. Кроме того, коллектор Ю₁₋₂ претерпел вторичные изменения. Можно предположить, что в коллекторе происходили процессы, связанные с древними

ВНК (по Сахибгариеву), так как во многих скважинах отмечено наличие зон карбонатизации, глинизации, битуминизации и пиритизации (низкоомная подошвенная часть коллектора). В пласте Ю₁₋₂ отмечено от 1 до 6 карбонатных прослоев, которые делятся на плотные карбонатные пропластки – неколлекторы и песчаники с карбонатным цементом, являющиеся коллекторами. Содержание карбонатного цемента изменяется от 3 до 25 % при проницаемости выше предела коллектора.

По керну были проведены статистические исследования. Сделаны выборки по карбонатности в пределах пласта Ю₁₋₂ по 19 скважинам. Отдельно обработаны образцы с карбонатностью 3–5, 5–10 и больше 10 %, имеющие пористость и проницаемость выше предела коллектора, т. е. песчаники с карбонатным цементом. Построены трехмерные связи для коллекторских свойств. При карбонатности больше 10 % была выявлена четкая трехмерная корреляционная связь между коэффициентом пористости, коэффициентом проницаемости и карбонатностью, между коэффициентом проницаемости, плотностью и карбонатностью, а также между коэффициентом пористости, коэффициентом водонасыщенности и карбонатностью.

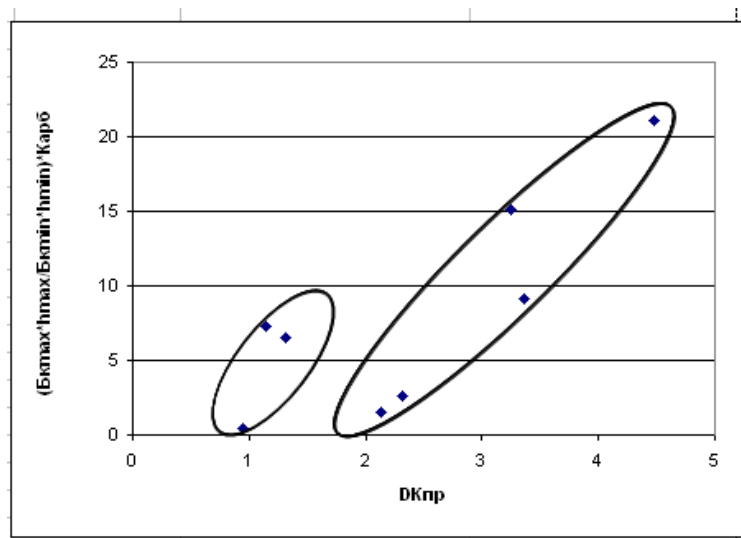


Рис. Зависимость карбонатности от проницаемости, рассчитанной по данным гидродинамических исследований с учетом результатов бокового каротажа

При анализе лабораторных исследований увязанного с ГИС керна отмечено: в пределах пласта Ю₁₋₂, в плотные пропластки, интерпретируемые по данным ГИС, попадают образцы керна с высокой карбонатностью и коэффициентами пористости и проницаемости ниже предела коллектора. Плотные карбонатные пропластки выделяются по данным ГИС интенсивными высокими значениями на графиках БК и НКТ, а на графиках Δt имеют значения, близкие к Δt скелета известняка. Песчаники с карбонатным цементом в пласте Ю₁₋₂ находятся на границе плотного карбонатного пропластка и песчаника и фиксируются повышенными значениями БК и повышенными значениями НКТ, значение Δt близко к Δt песчаника.

Проведенный сравнительный анализ коэффициента проницаемости, рассчитанного по данным ГИС и полученного по результатам гидродинамических исследований в процессе испытания скважин для песчаных пропластков с карбонатным цементом (табл.), показал увеличение коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) по данным гидродинамических исследований примерно в 2 раза. Ниже в таблице представлены данные, по которым был проведен анализ влияния карбонатности на проницаемость, рассчитанную по данным ГИС и гидродинамическим исследованиям. На рисунке можно проследить тренд, из которого видно, что с увеличением карбонатности также увеличивается проницаемость по результатам гидродинамических исследований. Это можно объяснить тем, что при перфорации происходит растрескивание карбонатных прослоев, за счет чего увеличиваются эффективные толщины.

Анализ материалов ГИС, керна и шлифов, лабораторных исследований керна позволил сделать следующие выводы:

1. На границе плотных карбонатных пропластков и коллектора образуется зона песчаника с карбонатным цементом, имеющим высокие значения пористости и проницаемости (выше предела коллектора). Такие зоны, также, как и плотные коллекторы, обладают дополнительной жесткостью, растрескиваются при простреле и дают дополнительную проницаемость, что затрудняет гидродинамическое моделирование.
2. Для песчаников с карбонатным цементом построены зависимости керн – керн (рис. 1, 2, 3).
3. Рассчитан коэффициент увеличения проницаемости после перфорации для песчаников с карбонатным цементом, который составляет 2,02 (табл.1).

При дальнейшей доработке материала с увеличением мощности выборки появится возможность оценивать проницаемость по результатам гидродинамических исследований.

Сопоставление Кпр по гидродинамическим исследованиям и по ГИС

№ скважины	Кпр (мД) по гидродинамическим исследованиям	Кпр (мД) по ГИС	БК _{max}	БК _{min}	h _{max}	h _{min}	Карб.	(БК _{max} ·h _{max} /БК _{min} ·h _{min})·Карб
4	85,50	74,80	34,68	32,93	1,60	4,00	17,40	7,33
5	102,84	31,59	40,63	15,90	1,40	5,80	24,50	15,11
10	47,23	20,33	54,95	23,30	1,20	3,40	3,10	2,58
12	36,57	38,59	43,80	17,00	0,40	6,80	3,00	0,45
13	46,61	21,81	30,55	13,60	0,40	6,20	10,30	1,49
213	34,37	26,08	29,77	18,60	1,80	3,20	10,10	9,09
1087	70,12	20,85	23,27	15,00	2,60	6,80	11,00	6,52
1107	44,86	10,01	33,35	21,30	2,80	3,40	16,35	21,08

На основании полученных выводов можно сформулировать следующие рекомендации :

1. В коллекторе пласта Ю₁₋₂ необходимо выделять отдельные пропластки с карбонатным цементом и строить для них свои зависимости керн – керн, ГИС – керн.
2. При построении гидродинамической модели необходимо учитывать плотные пропластки и пропластки с карбонатным цементом и определять коэффициент увеличения проницаемости для такого типа коллекторов.

Литература

1. Белозеров В.Б., Разин А.В. Создание геологической модели с внутрислоистой структурой для нефтяных месторождений Томской области на примере Игольско – Талового месторождения. -- Томск, 1997.
2. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока западно-сибирской плиты (Томская область). -- Томск, 2006.

ПРИЧИНЫ НИЗКОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ ПАЧКИ Ю_{1-3Б} НА ДВУРЕЧЕНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

А.С. Кутьина, С.А. Макарова, А.Н. Кравченко

Научный руководитель заведующий отделом петрофизики и обоснования алгоритмов ГИС С.М. Шевченко
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Проницаемость, рассчитанная в пласте Ю_{1-3Б} по традиционной методике, принятой в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» много лет назад, базирующаяся на методе ПС, не дает достоверных результатов.

Целью данной работы является анализ данных методов ПС и ГК в песчаниках пласта Ю₁₋₃ Двуреченского месторождения и выявление причин не соответствия расчетных значений проницаемости с результатами опробования скважин, а также подбор методики расчетов пористости и проницаемости.

По данным ГИС низкопроницаемая пачка Ю_{1-3Б} имеет признаки коллектора: значительную аномалию ПС – $\alpha_{ПС}$ – 0,6–0,75 и положительное приращение на кривых МКЗ. Она отличается от вышележащих улучшенных коллекторов расхождением показаний ПС и ГК (повышение значений ГК). По описанию шлифов отложения пачки Ю_{1-3Б} относятся к тонкозернистым преимущественно кварцевым песчаникам с преобладанием гидрослюдистого цемента (цемент крупнозернистых фракций – каолиновый). На фильтрационно-емкостные свойства, а следовательно, показания ГИС влияют два мощных фактора – гидрослюдистый цемент и тонкозернистость.

Рассмотрим влияние этих факторов на данные измерений методами ПС и ГК. Теория возникновения ПС разработана для однородных, относительно крупнозернистых песчаников и предусматривает, что глинистость занимает поровое пространство. Между глинистостью и пористостью существует корреляционная связь. Для разнотонкозернистых песчаников, к которым относятся и тонкозернистые, четкой теории нет (поведение ПС от фракционного состава не рассматривается). Считается, что величина ПС зависит только от глинистости, а песчаники однородны (однородность песчаников определяется фракционным составом). На рис. 1 показана корреляционная связь (типа керн–керн) $\alpha_{ПС}$ ($\alpha_{ДА}$ пересчитаны в $\alpha_{ПС}$) от медианного диаметра зерна (Md_z) для Оленьего месторождения Томской области. Из графиков зависимости $\alpha_{ПС}$ от Md_z для видно, что в области песчаных фракций зависимость линейна, причем мелкозернистой фракции соответствует значение $\alpha_{ПС}$, равное 0,6–0,7.

Из вышеизложенного следует, что правая ветвь графиков соответствует относительно крупнозернистым песчаникам, а левая – тонкозернистым, которые создают проблемы при интерпретации ГИС и адаптации гидродинамических моделей. То есть видно, что кривая ПС линейно зависит от зернистости: граничное значение $\alpha_{ПС}$ мелкозернистого песчаника соответствует 0,6–0,7. При $\alpha_{ПС}$ меньше 0,6–0,7 песчаник представлен тонкозернистыми фракциями.

При использовании метода ГК прежде всего необходимо убедиться, что на радиоактивность не влияет изотоп K^{40} , т.е. калиевые полевые шпаты. Как видно из рис. 2, полевые шпаты на радиоактивность практически не влияют, т.е. увеличение радиоактивности связано с наличием глинистых минералов. Рисунок 4 демонстрирует незначительное влияние содержания каолинита на радиоактивность. В этом случае показания ПС и ГК идентичны (пачка Ю_{1-3А}). Как видно из рис. 3, повышенная радиоактивность связана с присутствием гидрослюды (гидрослюда в своем составе содержит калий). Результаты определения глинистости по ПС и ГК должны различаться (по ГК она намного выше, чем

по ПС), что и наблюдается в интервалах пакки Ю_{1-3Б}. Существует довольно четкая связь гамма-активности (ГА) от удельной поверхности фракции (Суд, рис. 5).

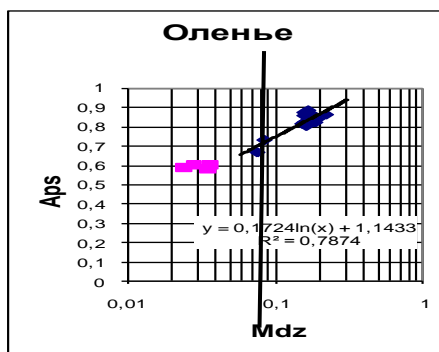


Рис. 1. Связь между $\alpha_{ПС}$ и медианным диаметром зерна

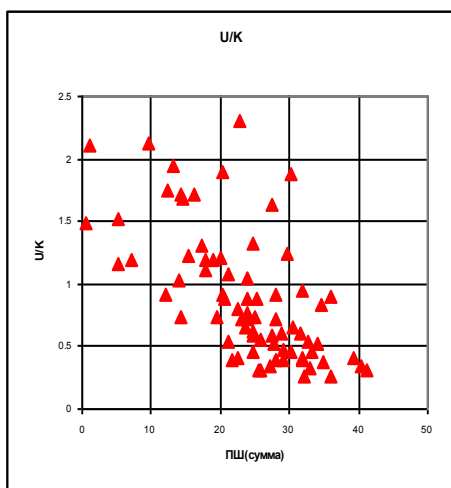


Рис. 2. Влияние содержания полевых шпатов на радиоактивность образцов

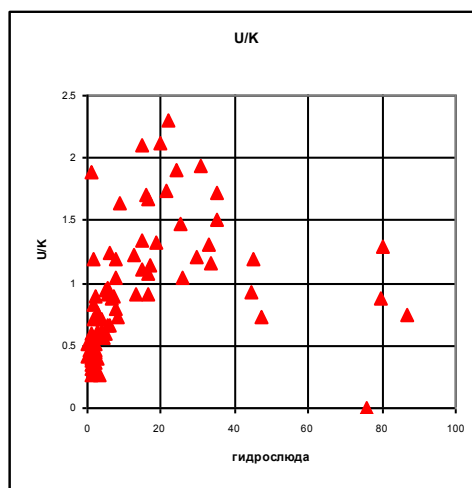


Рис. 3. Влияние содержания гидрослюда на радиоактивность образцов

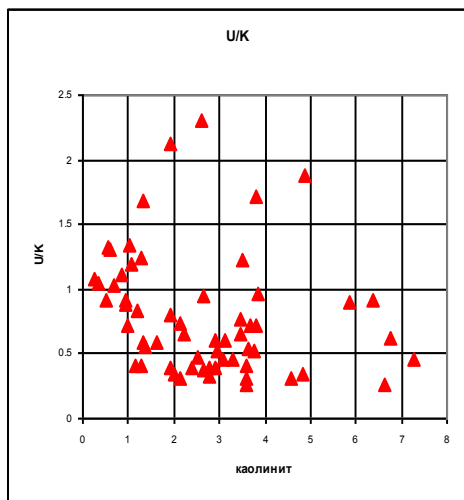


Рис. 4. Влияние содержания каолинита на радиоактивность образцов

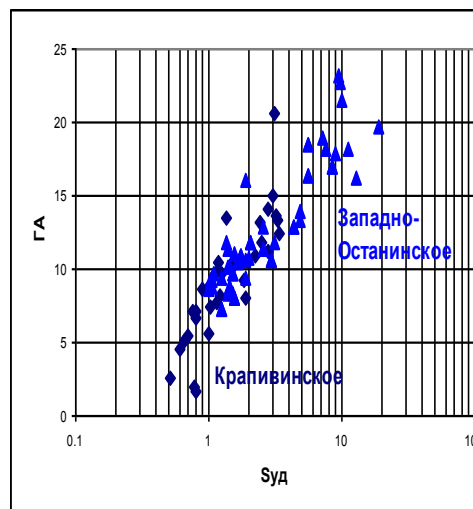


Рис. 5. Связь гамма-активности (ГА) с удельной поверхностью зерна песчаника

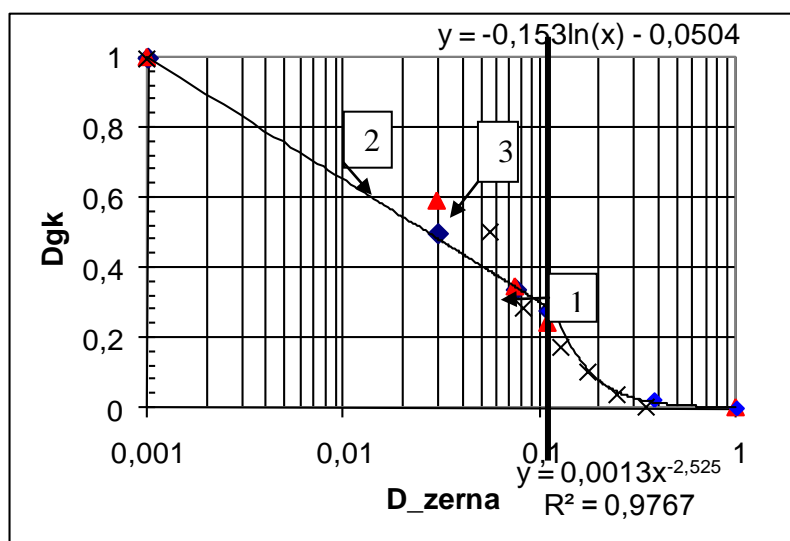


Рис. 6. Связь Dgk с медианным диаметром зерна.
 1) данные И.В. Головацкой (1984г.) и скорректированные по данным Г.А. Шнурмана (1977); 2) данные Б.Ю. Вендельштейна (1985 г.); 3) данные Н.Г. Нестеренко (1964)

Средне-крупнозернистые песчаники имеют минимальную удельную поверхность. Увеличение удельной поверхности происходит при наличии алевритовой, пелитовой и глинистой фракций. Вид корреляционной связи между нормированным разностным параметром ГК (Dgk) и медианным диаметром зерна (Mdz) представлен на рис. 6. Из рисунка видно, что в логарифмических координатах связь с ГК линейна и обратно пропорциональна, а для области относительно крупнозернистых разностей уравнение приобретает экспоненциальный вид.

На основании вышеизложенного можно констатировать, что показание на диаграмме ГК зависят от размера частиц (удельной поверхности), то есть от тонкозернистых фракций песчаника, а амплитуда ПС зависит от содержания крупнозернистой фракции и глинистых минералов, заполняющих поровое пространство. При глинистости, представленной каолинитом, графики, полученные методами ГК и ПС, согласуются между собой, а при глинистости, представленной гидрослюдой, имеется различие в поведении графиков ГК и ПС и это различие прямо связано с содержанием тонкозернистых фракций в песчанике.

Как показал анализ промыслово-геофизических и керновых материалов, причины низкой продуктивности пачки Ю_{1-3Б} заключаются в следующем:

1. Фильтрационно-емкостные свойства пачки Ю_{1-3Б} значительно зависят от фракционного состава. При включении в литолого-петрографический состав алеврито-пелитовой фракции, фильтрационно-емкостные свойства отложений резко ухудшаются, вплоть до отсутствия коллектора.
2. Гидрослюдистый цемент закупоривает призабойную зону пласта и получение притока возможно только при проведении качественной интенсификации.
3. Исследования методом пермеаметрии показывают микронеоднородности пачки Ю_{1-3Б}, в связи с чем затруднена оценка ее эффективной толщины и фильтрационно-емкостных свойств только по данным ГИС (особенно при отсутствии микрометодов в эксплуатационных скважинах).

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПРИЕНИСЕЙСКОЙ ЧАСТИ ХАНТЫ-МАНСЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОПЛОТНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И СЕЙСМОФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА)

О.Г. Литвинова

Научные руководители профессор В.И. Исаев, доцент Г.А. Лобова
 Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Приенисейский перспективный нефтегазоносный бассейн имеет высокие потенциальные ресурсы углеводородного (УВ) сырья [1]. На данном этапе наших исследований по результатам геоплотностного моделирования выявлены крупные зоны разуплотнения доплитного комплекса и выполнена их нефтегеологическая интерпретация, а по результатам сейсмофациального анализа выявлены поисковые признаки нефтегазоносности в осадочном чехле и кровле доплитного комплекса.

Плотностная модель строилась вдоль восточной части регионального сейсмопрофиля XIII [2], в Приенисейской части ХМАО. Здесь геотраверс пересекает ряд структурных элементов I и II порядков центральной части Западно-Сибирской плиты. В результате геоплотностного моделирования был построен разрез, гравитационный эффект которого оптимально соответствует наблюдаемому полю. Разуплотнения и уплотнения выделены по отношению к априорным значениям плотности, принятым в соответствии с литологией юрских и доюрских отложений в «реперных» скважинах.

Над «сквозной» зоной разуплотнения к восточному склону Бахилковского мегавала приурочено крупное Верхнекопьяганское месторождение с залежами УВ различного фазового состояния (рис. 1). Залежи открыты в пластах от нижнеюрского до верхнемелового нефтегазоносных комплексов (НГК). Источником УВ юрских НГК являются, вероятно, материнские тогурская (tg) и радомская (rd) пачки. Источником УВ мелового НГК являются, вероятно, баженовская (bg) свита и ачимовская (ач) пачка. Возможна генерация УВ и доюрскими отложениями – аргиллитами туринской серии карбонат-терригенных отложений триаса. Зоны разуплотнения фундамента могут служить резервуарами, представленными трещиноватыми кремнисто-глинистыми породами, мраморизованными известняками и эффузивами кислого и среднего состава.

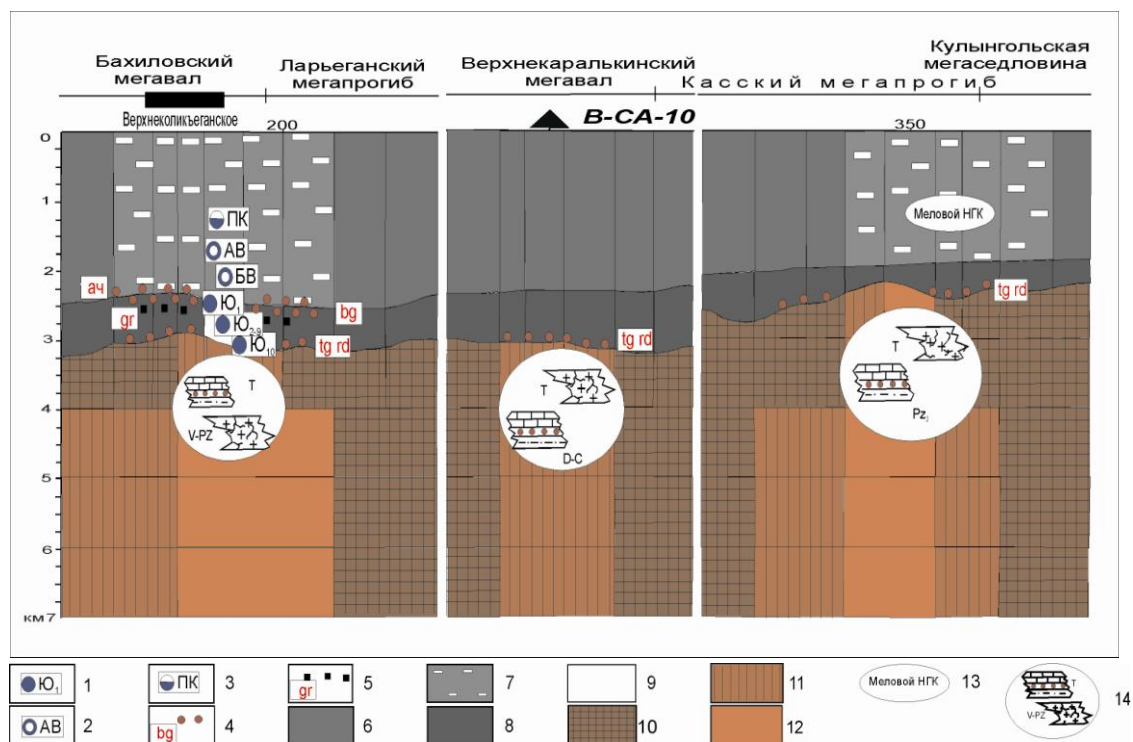


Рис. 1. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Бахилковский мегавал - Кулынгольская мегаседловина: месторождения – 1) нефти, 2) газа с нефтяной оторочкой, 3) нефтяное с газовой шапкой; 4) материнские отложения; 5) региональный флюидоупор; 6) послеюрские отложения; разуплотнения послеюрских отложений (7) до $0,05 \text{ г/см}^3$; 8) юрские отложения; разуплотнения (9) юрских отложений до $0,05 \text{ г/см}^3$; 10) доюрские отложения; разуплотнения доюрских отложений (11 - 12) на $0,05 \dots 0,10$ и $0,10 \dots 0,15 \text{ г/см}^3$, соответственно; 13) перспективные нефтегазоносные комплексы плитного чехла; 14) прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в доюрском комплексе и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала

Перспективными в отношении нефтегазоносности можно считать разуплотненные доюрские образования Верхнекаралькинского мегавала. Здесь генерация УВ может осуществляться как тогурской и радомской пачками, так и терригенно-карбонатными породах девона и карбона. Зоной аккумуляции для залежей нефти и газа могут служить трещиноватые магматические породы триаса.

На участке Касский мегапрогиб – Кулынгольская мегаседловина нефтепроизводящей толщей, вероятно, являются битуминозные радомская и тогурская пачки. Доюрские образования, возможно, представлены слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками среднего палеозоя. Можно предположить, что УВ генерируются и в них. Разуплотненные в восточной части Касского мегапрогиба кислые эффузивы триаса представляются перспективными зонами аккумуляции нефти и газа. В результате вертикальной миграции УВ из юрских и доюрских зон генерации в разуплотненные меловые отложения на участке сочленения Касского мегапрогиба и Кулынгольской мегаседловины могут быть образованы залежи.

Основываясь на применении сейсмофациального анализа, можно получить целостное представление об истории геологического развития осадочного бассейна и выявить поисковые признаки нефтегазоносности. В ходе исследований был обработан и проинтерпретирован участок, расположенный на Касском мегапрогибе (рис. 2).

В результате были детально проработаны следующие вопросы: 1) проведено сейсмогеологическое расчленение разреза в пределах исследуемой площади и получены примеры сейсмофациальной интерпретации. По особенностям рисунка волнового поля на временных разрезах МОГТ, отождествляемых с условиями образования и литологическим составом, выделен ряд крупных мегасеймостратиграфических комплексов и в их составе – сейсмостратиграфические комплексы, сейсмофациальные единицы, которые рассматриваются как обособляемые, возможно, нефтегазосодержащие резервуары УВ; 2) на полученном разрезе выделены: – холмовидные сеймофации, образующие систему палеоврезов,

(отмеченные штриховкой, рис. 2), которые, очевидно, характеризуют песчаные фации руслового генезиса; – по примыканию отражающих горизонтов можно спрогнозировать участки частичной глинизации пластов Ю₂–Ю₄ (отмечены кругами); – на временных разрезах интерес могут представлять амплитудные аномалии типа «яркое пятно», если они вдобавок контролируются положительными структурными формами. На представленном разрезе отмечены овалами два возможных «ярких пятна».

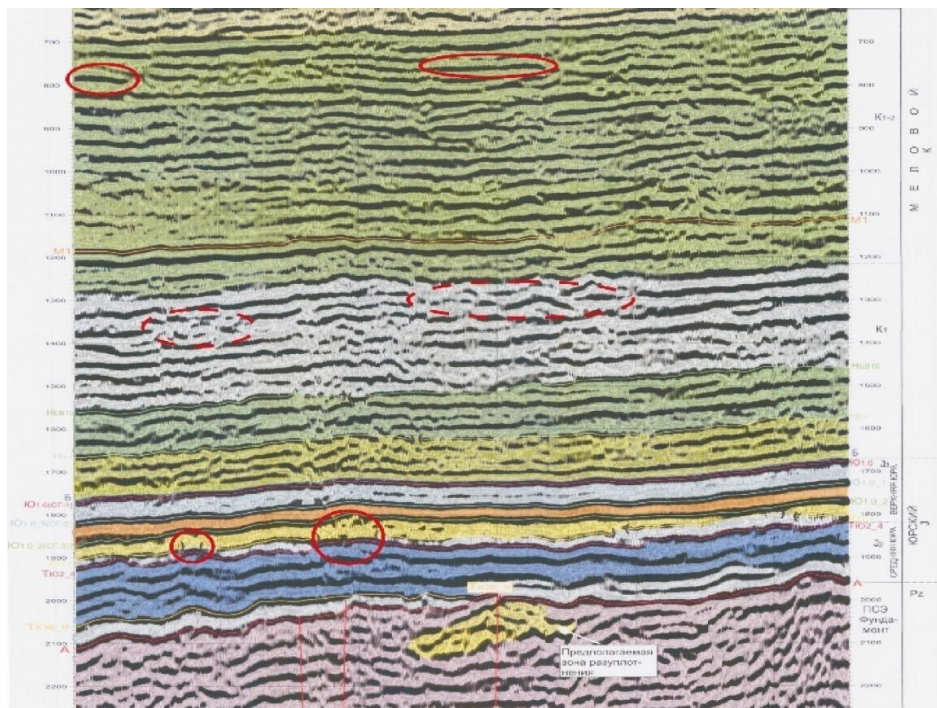


Рис. 2. Сейсмостратиграфический разрез участка в Касковом мегапрогибе

Литература

1. Варламов А.И., Герт А.А., Еханин А.Е. и др. Нефтяные ресурсы Западной Сибири как составная часть сырьевой базы трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий Океан» // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. -- Т 1. – Ханты-Мансийск: Изд. «ИздатНаукаСервис», 2006. – С.19-29.
2. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н. и др.: Изд. «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.

РАСЧЕТ СИГНАЛА ПАССИВНОГО САМОЛЕТНОГО МИКРОВОЛНОВОГО РАДИОМЕТРА С УЧЕТОМ РЕЛЬЕФА ПОВЕРХНОСТИ

А.В. Лончин

Научный руководитель профессор М.Ю. Катаев

Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, г. Томск, Россия

Изучение поверхности Земли может быть произведено следующими способами: пешеходным (наземным), самолетным или космическим. Конечно же, самым детальным и точным является первый вариант, так как позволяет непосредственно человеку определить оценку искомого фактора. Однако скорость получения информации таким способом и объем данных чрезвычайно малы. Поэтому в настоящее время спутниковые методики завоевали важное место при изучении поверхности Земли. Но даже в этом случае при получении огромных массивов данных по территории Земли, спутниковым методам не хватает точности решения различных задач (например, соленость и влажность почвы, определение количества биомассы и др.). Поэтому необходимо реализовывать решение таких задач методом последовательных приближений: получение космической информации, уточнение ее с помощью аэрометодов, обследуя существенно меньшие площади поверхности и затем проверка результатов непосредственно наземными методами.

В данной работе кратко излагается описание программы для самолетных исследований поверхности земли в микроволновом диапазоне спектра с помощью пассивного радиометра. Обычно используются следующие диапазоны: L – 1–2 ГГц, S – 2–4 ГГц, C – 4–8 ГГц, X – 8–12 ГГц, Ku – 12–18 ГГц, K – 18–27 ГГц, Ka – 27–40 ГГц, V – 40–75 ГГц и W – 75–100 ГГц.

Расположенный на самолете пассивный радиометр измеряет излучение, которое формируется на некотором участке поверхности, попадающем в поле зрения прибора. Самолет пролетает по некоторой траектории полета, над заданной территорией, и проводит съемку величины излучения, приходящего на антенну радиометра и зависящего от

многочисленных факторов, связанных с элементами поверхности (типы почв, растительность и др.) и состоянием воздуха. В целом, сигнал формируется за счет многих процессов, связанных с распространением микроволнового излучения в атмосфере. Основные источники излучений, формирующих сигнал, приведены на рис. 1, А.

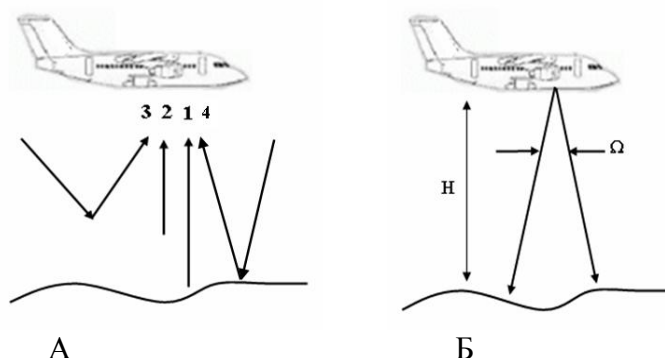


Рис. 1. Формирование сигнала пассивного самолетного радиометра.
 А – типы излучений, формирующих сигнал (1- излучение поверхности, 2 – атмосферы, 3 – рассеянное в атмосфере и 4 – отраженное от поверхности) и Б – поле зрения прибора и захватываемая на поверхности область

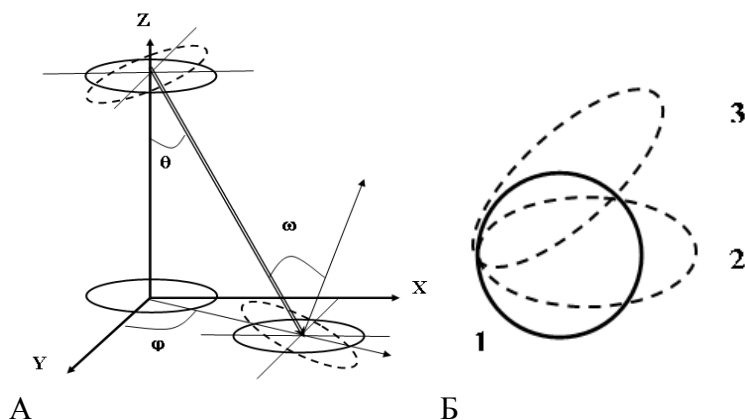


Рис. 2. Изменение формы пятна обзора на поверхности в зависимости от положения самолета и рельефа местности. А – геометрия изменений пятна обзора и Б – изменение круговой формы пятна обзора (1) в зависимости от различных наклонов самолета (2 и 3) при полете

Естественно, что величина сигнала зависит от типов поверхности, которые попадают в поле зрения прибора, рельефа местности и состояния атмосферы. Еще одной особенностью, существенно влияющей на величину сигнала, является форма пятна обзора, которая зависит как от рельефа, так и положения самолета в пространстве (рис. 2, А). В зависимости от этого пятно обзора может иметь различные формы (рис. 2, Б).

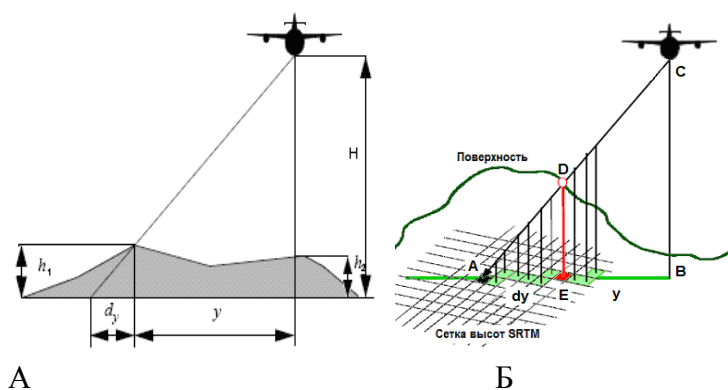


Рис. 3. Схема определения реальной координаты угловой точки окна сканирования.
 А – геометрия расчетов, Б – учет превышений высот для выбора соответствующей информации из базы SRTM

Для расчета сигнала прибора с учетом рельефа необходимо иметь данные о поле зрения прибора и о том, какой рельеф попадает в это поле зрения. В качестве данных о рельефе нами выбрана база SRTM (Shuttle radar topographic mission). Данные распространяются в файлах, на сетке с размером ячейки 3 угловые секунды (дискретность высот 1 м и пространственным разрешением 90×90 м). Файлы данных представляют собой матрицу из 3601×3601 значений, которая может быть импортирована в различные программы построения карт и геоинформационные системы. Для правильного вычисления величины сигнала необходимо точно указывать величину и форму площадки поверхности, которая формирует сигнал (рис. 3).

Описанные выше алгоритмы реализованы в виде процедур и включены в научный пакет программ, который позволяет моделировать сигналы пассивного радиометра, работать с реальным прибором и позволяет воспроизводить результаты измерений во время полета, а также маршрут полета на карте.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОЦЕНКИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ

А.Т. Мартынюк

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурить скважины без отбора образцов горных пород дешевле и быстрее, что обычно и делается при разведке и разработке месторождений нефти и газа. При этом информацию о геологическом строении разреза, вскрытого скважиной, о наличии пористых и проницаемых пластов (коллекторов) и их нефтенасыщенности получают из результатов геофизических исследований скважин (ГИС). Поэтому выявление взаимосвязей между параметрами геологического разреза и измеряемыми при ГИС физическими свойствами окружающей среды является актуальной задачей.

Оценку нефтенасыщенности пласта осуществляют по измеренному в скважине его удельному электрическому сопротивлению (УЭС) на том основании, что вода и углеводороды порового пространства коллектора существенно различаются по УЭС: вода является проводником, а нефть и газ – диэлектриками. Принято использовать не само УЭС, а электрический параметр насыщения (P_n), показывающий, во сколько раз увеличится УЭС пласта–коллектора, если вода в порах будет замещаться нефтью.

Цель исследования заключалась в выявлении аналитической зависимости для оценки коэффициента нефтенасыщенности (K_n) пласта Ю₁ Покамасовского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Исходными материалами для работы послужили лабораторные измерения P_n и коэффициента водонасыщенности ($K_v = 1 - K_n$) пласта Ю₁ Покамасовского месторождения (всего 1670 измерений по разрезам 6 скважин), а также другая петрофизическая информация по изученным разрезам. Методика исследований включала в себя статистический и корреляционный анализ петрофизической информации, подбор модели зависимости $P_n = f(K_v)$, оценку достоверности аппроксимации эмпирических данных аналитической моделью (R^2).

Результаты проведенных исследований сводятся к следующему.

Между электрическим параметром насыщения и коэффициентом водонасыщенности выявлены корреляционные зависимости степенного вида

$$P_n = a \cdot K_v^{-b},$$

где a и b – коэффициенты уравнения.

Для пласта Ю₁ месторождения в целом $a = 1045,0$, $b = 1,5049$ при условии измерения коэффициентов K_v и K_n в процентах.

Для разрезов отдельных скважин достоверность аппроксимации эмпирических данных степенной моделью достаточно высокая. R^2 изменяется от 0,77 до 0,958 и для большинства разрезов не опускается ниже 0,9 (табл.). Это позволяет надежно определять нефтенасыщенность пласта по параметру P_n при условии, что доказана аналогия физической обстановки исследуемого разреза и разреза, по которому было определено уравнение.

Таблица
Значения коэффициентов уравнения « P_n - K_v » разрезов пласта Ю₁ Покамасовского месторождения

Скважина	a	b	R^2	Скважина	a	b	R^2
3	1690,6	1,587	0,958	789	2029,7	1,664	0,958
15	1101,9	1,527	0,864	864	488,8	1,225	0,770
427	6067,9	1,937	0,905	5	1033,0	1,515	0,902

Пласт Ю₁ в пределах Покамасовского месторождения существенно неоднороден, поскольку коэффициенты уравнений $P_n = f(K_v)$ в разрезах разных скважин значительно различаются. Особенно это касается коэффициента « a », изменяющегося в изученных разрезах в пределах 488,8–6067,9. Неоднородность пласта имеет место даже в одном разрезе. Например, в скважине 5 было выделено два типа коллекторов, отличающиеся уравнениями связи $P_n = f(K_v)$:

$$P_n = 1749,8 \cdot K_v^{-1,4287},$$

$$P_n = 654,11 \cdot K_v^{-1,4099}.$$

Судя по приведенным уравнениям, оценки коэффициента водонасыщенности из-за ошибки определения типа коллектора могут различаться в два и более раза.

Наибольшие различия между зависимостями наблюдается при высокой нефтенасыщенности пластов (низких K_v). Именно здесь возрастает вероятность ошибок определения нефтенасыщенности по электрическому параметру P_n .

Таким образом, при оценке коэффициентов водонасыщенности (нефтенасыщенности) пласта Ю1 Покамасовского месторождения возникает проблема, связанная с неоднородностью самого пласта, выявленной в результате проведенного исследования. Прежде чем использовать то или иное уравнение $P_n = f(K_{\theta})$, необходимо определить тип коллектора. Критериев для такого определения пока нет. При отсутствии таких критериев наиболее оптимально использовать обобщенное для месторождения уравнение.

Решение проблемы неоднородности коллектора при оценке его нефтенасыщенности на Покамасовском нефтяном месторождении является целью дальнейших исследований автора. Единственно, что можно утверждать сейчас: поиск критериев отнесения коллектора к определенному типу по применимости уравнения $P_n = f(K_{\theta})$ должен базироваться на данных геофизических исследований скважин, которые количественно, полно и на физической основе характеризуют геологический разрез месторождения.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ НЕОДНОРОДНОСТЬ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Е.Н. Маслак

Научный руководитель доцент Г.Г. Номоконова
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Баженовская свита является значимым геологическим и геофизическим образованием в плитном осадочном разрезе юго-востока Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. По кровле баженовской свиты проходит граница меловых и юрских отложений. Битуминозные аргиллиты баженовской свиты являются региональным флюидоупором (экраном) для верхнеюрского нефтегазового комплекса и многими исследователями считаются нефтематеринскими породами. С геофизической точки зрения эта свита является геофизическим репером и сильным отражающим сейсмическим горизонтом.

Баженовская свита характеризуется хорошей изученностью, в том числе и геофизическими исследованиями в скважинах (ГИС). Однако большой объем выполненных ГИС, на наш взгляд, не соответствует объему и качеству извлекаемой геологической информации о таком уникальном геологическом образовании. Поэтому выявление петрофизических особенностей пород баженовской свиты и потенциальных возможностей геофизических методов при ее изучении является актуальной задачей.

Был сделан анализ результатов ГИС по 11-ти разрезам четырех месторождений углеводородов Томской области. Исследованы естественная радиоактивность, кажущееся удельное электрическое сопротивление, потенциалы самопроизвольной электрической поляризации и водородосодержание (водородный индекс) пород свиты и вмещающих пород по материалам ГИС - соответственно ГК, БК, ПС и НГК [1].

Результаты исследований приведены на рис. 1, 2, в табл. 1, 2 и кратко сводятся к следующему.

1. Во всех изученных разрезах аргиллиты баженовской свиты выделяются на фоне вмещающих пород высокими значениями естественной радиоактивности и кажущегося удельного электрического сопротивления (рис. 1, табл. 1).

Таблица 1

Средние значения геофизических параметров аргиллитов баженовской свиты и вмещающих пород (скважина 212, Крапивинское месторождение)

Меловые отложения		Аргиллиты баженовской свиты		Юрские отложения	
БК, Омм	ГК, мкР/час	БК, Омм	ГК, мкР/час	БК, Омм	ГК, мкР/час
11,7	15,8	102,6	51,3	19,3	12,3

Коэффициент аномальности ($K_{ан}$ – отношение средних значений геофизических параметров в границах баженовской свиты и в пределах вмещающих ее пород) в отдельных разрезах изменяется в интервале 1,4–8,5 для удельного электрического сопротивления (БК) и в интервале 1,84–3,55 для естественной радиоактивности (ГК) со средними значениями 4,42 и 2,93 соответственно. Иными словами, породы свиты наиболее аномальны в отношении электрического сопротивления.

2. Анализ литолого-химического состава пород, а также пространственные соотношения между кривыми ГИС позволяют прийти к заключению, что аномальные свойства пород свиты обусловлены в основном их битумизацией и карбонатизацией. Битумизация приводит к увеличению обоих параметров, поскольку повышается гидрофобность породы и ее способность к осаждению (восстановлению) урана. С карбонатизацией пород свиты связано повышение показаний БК и понижение ГК, что в отношении локальных изменений можно видеть на графиках рис. 1. Конкурирующее влияние карбонатизации и битумизации пород на физические параметры приводит к нарушению статистических связей между показаниями ГК и БК в границах баженовской свиты, выявленному в ходе корреляционного анализа, что также можно считать ее отличительным признаком.

3. Баженовская свита в петрофизическом отношении неоднородна. Несмотря на то, что во всех изученных разрезах аргиллиты свиты выделяются положительными аномалиями ГК и БК, коэффициенты аномальности ГК и БК, а также соотношения между этими коэффициентами, существенно различаются как в разных месторождениях, так и в разных разрезах одного месторождения (рис. 1, 2, табл. 2).

В наибольшей степени различаются Крапивинское и Герасимовское месторождения. Крапивинское месторождение, особенно разрез скважины 212, отличается наиболее высокими аномалиями БК и ГК в интервале баженовской свиты, а также существенным превышением $K_{ан}$ по БК (5,84) над $K_{ан}$ по ГК (3,66). Напротив, на Герасимовском месторождении аномалии БК и ГК против баженовской свиты невысокие (рис. 1, 2, табл. 2),

коэффициент аномальности по БК меньше, чем по ГК (1,4 в сравнении с 1,81). Переноса выявленные петрофизические закономерности на состав пород, следует констатировать, что на Герасимовском месторождении породы баженовской свиты более глинистые и менее битуминозные и карбонатизированные.

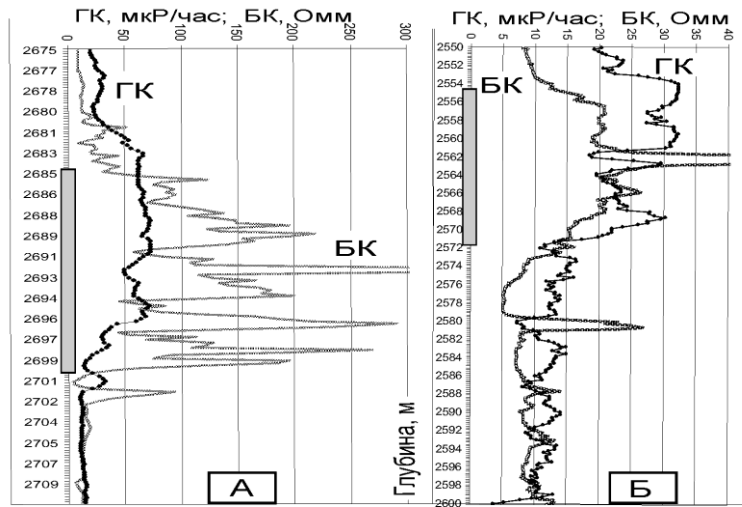


Рис. 1. Выделение пород баженовской свиты аномалиями естественной радиоактивности и кажущегося удельного электрического сопротивления в разрезах Крапивинского (А) и Герасимовского (Б) месторождений

Таблица 2

Средние значения геофизических параметров баженовской свиты в разрезах месторождений углеводородов Томской области

Скв.	Средние значения				Скв.	Средние значения			
	БК, Ом	ГК, мкР/час	НГК, у.е.	ПС, мВ		БК, Ом	ГК, мкР/час	НГК, у.е.	ПС, мВ
Крапивинское					3	27,2	29,9	1,72	61,7
208	55,5	50,5	1,6	97,0	Останинское				
207	118,0	44,4	1,77	95,1	1	54,2	32,7	1,78	96,8
202	61,5	47,0	1,84	76,2	2	47,9	35,5	1,58	112,7
191	29,8	53,5	1,75	83,7	Южно-Черемшанское				
Герасимовское					1	84,8	42,9	1,65	151,6
2	21,0	25,8	1,59	102,1	2	127,6	38,4	2,1	173,5

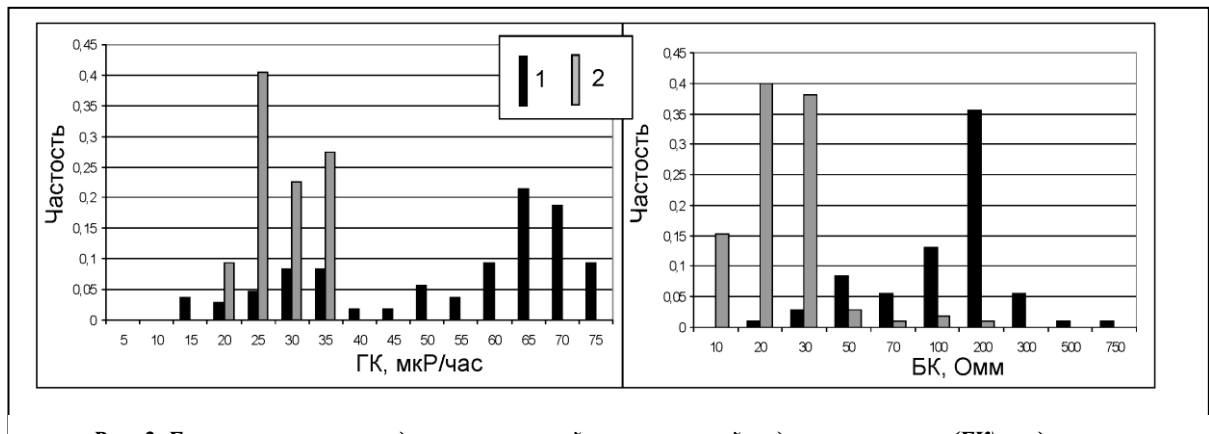


Рис. 2. Гистограммы распределения значений естественной радиоактивности (ГК) и удельного электрического сопротивления (БК) пород баженовской свиты в разрезах разных месторождений. 1 – Крапивинское месторождение (скв. 212); 2 – Герасимовское месторождение (скв. 2)

4. Месторождения с разной петрофизической аномальностью аргиллитов баженовской свиты локализованы в различных нефтегазоносных районах (НГР) юго-востока Западно-Сибирской плиты и различаются по положению:

месторождений в глубинных геомагнитных структурах НГР [2] и нефтегазовых залежей – в разрезе относительно положения баженовской свиты. Например, на Крапивинском месторождении с высокоаномальной баженовской свитой, продуктивен (нефтеносен) один пласт – Ю₁, располагающийся непосредственно под баженовской свитой. Месторождение локализовано в границах фланговой положительной части зональной геомагнитной структуры [2]. Причины названных взаимосвязей еще предстоит выявить.

Литература

1. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375с.
2. Номоконова Г.Г., Расковалов Д.Ю., Серов В.В. О закономерностях и причинах отражения месторождений углеводородов в региональном магнитном поле Западной Сибири //Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири. -- Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2007. – С. 213-219.

ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ОПТИМАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ПРИ КАРТИРОВАНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОПРОФИЛИРОВАНИЕМ

С.Е. Мишуков

Научный руководитель доцент Е.В. Гусев

Муниципальное образовательное учреждение лицей при Томском политехническом университете, г. Томск, Россия

Одним из наиболее распространенных методов электроразведки является метод сопротивлений, в котором через питающие электроды АВ пропускается ток, а в приемной линии MN измеряется разность потенциалов, а затем с учетом коэффициента установки вычисляется удельное электрическое сопротивление среды. По данным измерений строятся графики удельных электрических сопротивлений и карты изоом. Для проведения работ могут применяться различные установки, из которых наиболее часто встречаются четырехэлектродная симметричная (СЭП), дипольная (ДЭП), и установка срединного градиента (СГ).

Целью данной работы являлось определение установок с наибольшей разрешающей способностью, т.е. наиболее чувствительных к небольшим геологическим неоднородностям.

Согласно классическим представлениям [1, 2], наиболее чувствительной установкой при прослеживании отдельных пластов считается дипольная. При этом обычно рекомендуется, в соответствии с принципом взаимности, относить измерения сначала к центру приемной линии, а затем – к центру питающей линии. При этом строятся два графика, на которых в эпицентре пласта наблюдается их характерное пересечение.

Мы провели экспериментальные измерения тремя установками на баке с водой, куда погружали вертикальный непроводящий пласт мощностью 0,05 м и низкоомный рудный образец. Измерения проведены аппаратурой ЭРА-В-ЗНАК при стабилизированном токе 10 мА. Результаты измерений сводятся к следующему.

Применение установки симметричного профилирования размером А0,05М0,03N0,05В показало, что амплитуда аномалии над непроводящим пластом с большой глубиной нижней кромки составляет 13 -15 Ом м.

При использовании дипольной установки размерами А0,03В0,05М0,03N амплитуда аномалии над тем же пластом соизмерима – также составляет 12–13 Ом м. При этом можно строить один график, беря за точку относимости центр установки.

Затем использовалась установка срединного градиента, для которой АВ = 0,4 м, а MN = 0,04 м. Однако в данном случае выявилась характерная особенность измерений в ограниченном пространстве – за счет влияния стенок бака нормальное поле претерпело искажения, поэтому измерения были проведены без образца (в нормальном поле) и с образцом. Аномальные значения поля определялись как разность кажущихся удельных электрических сопротивлений, полученных с образцом и без него. Амплитуда аномалии здесь оказалась наибольшей – до 400 Ом·м.

Отсюда можно сделать вывод, что для прослеживания субвертикальных пластов с большой глубиной нижней кромки наиболее эффективна установка срединного градиента.

Далее в качестве искомого объекта был использован низкоомный рудный образец (сплошной магнетит), который на всех графиках отмечается минимумами сопротивлений и имеет сравнительно небольшую глубину нижней кромки – 0,1 м. Здесь результаты получились следующие.

Для установки симметричного электропрофилирования амплитуда аномалии составила всего 2,5 – 3 Ом·м, т. е. практически на пределе погрешности измерений, а для установки дипольного профилирования амплитуда аномалии увеличилась до 25 – 30 Ом·м. Применение же установки срединного градиента для тех же условий дало аномалию в 8–10 Ом·м.

На основании проведенных экспериментов можно сделать следующие выводы:

1. Для прослеживания субвертикальных пластов большого простирания на глубину наиболее эффективна установка срединного градиента.
2. Для прослеживания слабоконтрастных объектов с ограниченной глубиной нижней кромки лучше применять дипольное профилирование с точкой относимости в центре установки.

Литература

1. Блох И. М. Электропрофилирование методом сопротивлений. Изд. 2-е, -- М.: Недра, 1971.
2. Якубовский Ю. В., Ляхов Л. Л. Электроразведка. Изд. 5-е, -- М.: Недра, 1988.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТАЛАЛАХСКОГО РУДНО-РОССЫПНОГО УЗЛА

А.Д. Никитин

Научный руководитель доцент Е.Э. Соловьев

Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Геофизические научно-исследовательские работы проведены в пределах Талалахского рудно-россыпного узла на рудопроявлении Кокарин. Цель исследований – установление характера проявления рудовмещающих структур в наблюдаемых геофизических полях. Для достижения поставленной цели выполнены магнитометрическая и электрометрическая съемки.

Геофизические методы при поисках месторождений золота применяются для картирования рудовмещающих структур, представленных минерализованными зонами дробления. Из опыта ранее проведенных магниторазведочных работ было установлено, что зоны дробления в магнитном поле выделяются линейными аномалиями отрицательного знака. Поэтому, при интерпретации аномального магнитного поля золоторудных объектов целесообразно выявлять локальные аномалии отрицательного знака.

Магниторазведка выполнена в профильном варианте по методике однократных наблюдений на рядовых точках с использованием отечественных магнитометров МПП-203, с шагом наблюдений 10 м. На контрольных точках и точках с аномальными значениями магнитного поля количество замеров увеличивалось до 3 – 4, за отсчет принималось среднее значение наблюдаемого поля. Вариации магнитного поля регистрировались также магнитометром МПП-203 с интервалом 1 минута. Интерпретационный профиль ориентирован в северо-восточном направлении.

Вычисленное аномальное магнитное поле по интерпретационному профилю характеризуется слабой интенсивностью, значения ΔT меняются от -6 до 6 нТл. На графике значений ΔT выделено пять малоамплитудных локальных аномалий отрицательного знака. Отрицательные аномалии магнитного поля вызваны слабонамагниченными объектами и в геологическом отношении, вероятно, отвечают окварцованным зонам дробления. Аномалии отмечены на пикетах 60–64, 70–80, 96–102, 112–117 и 152–155. Таким образом, ширина выявленных слабонамагниченных объектов варьирует от 30 до 100 м.

Для оценки возможных форм и интенсивности источников магнитных аномалий в первом приближении была проведена спектральная оценка распределения магнитных масс в автоматизированной системе KOSKAD 3DT.

Анализ построенного разреза распределения магнитных масс показал, что источники магнитных аномалий имеют близповерхностное залегание, глубина их не превышает 50 м. Интенсивность магнитовозмущающих объектов низкая и изменяется от -5 до 7 ед. В первом приближении источники магнитных масс можно аппроксимировать как близвертикальные тела юго-западного и северо-восточного падения.

Электрометрические исследования проводились методом ЗМПП (зондирование методом переходных процессов) в варианте «петля в петле» с шагом наблюдения 50 м. Для изучения геоэлектрического строения исследуемой территории до глубин 300 м были использованы следующие параметры электрометрических измерений: момент генераторной петли – 2500 м², измерительной – 10 м². Период импульса подаваемого тока – 10 мс, сила тока – 10 А. Синхронизация времени между генератором и измерителем проводилась через систему GPS. Длительность переходного процесса на точках зондирования по интерпретационному профилю составила не более 100 мкс, минимальный уровень сигнала – 0,001 мВ.

В ходе анализа линий ЭДС равного времени установлено, что аномальные зоны проявляются на времени 56 мкс и характеризуются резким снижением уровня сигнала. Уменьшение временного диапазона переходного процесса указывает на наличие в изучаемой среде непроводящего объекта. На интерпретационном профиле выделено четыре аномальные зоны низкой проводимости. Учитывая особенности геологического строения территории, объектами высокого сопротивления могут быть минерализованные зоны дробления.

По данным экспериментальных электроразведочных работ решена обратная задача (параметрическая интерпретация) зондирования методом переходных процессов, которая заключается в трансформации электромагнитного поля в функции кажущегося сопротивления и глубины ее залегания. При интерпретации используются асимптотические формулы для двух простейших моделей одномерных сред [1]:

$$\rho_t(E_\phi) = \left(\frac{M_Z M_{II}}{20\pi \varepsilon_\phi} \right)^{2/3} \cdot \left(\frac{\mu}{t} \right)^{5/3};$$

$$H_{ti}(\varepsilon_r) = \left(\frac{3M_Z M_{II}}{16\pi S_{ti} \varepsilon_{ri}} \right)^{1/3} - \frac{t_i}{\mu S_{ti}},$$

где M_Z – момент генератора, M_{II} – момент измерителя, t – время, μ – магнитная проницаемость среды, ε_ϕ – диэлектрическая проницаемость среды, $\varepsilon_r = \pi R^2 B$ – ЭДС радиальной магнитной компоненты поля, S_t – продольная проводимость.

Значения кажущегося электрического сопротивления по интерпретационному профилю изменяются от 100 до 3400 Ом·м и закономерно возрастают с глубиной. На геоэлектрическом разрезе выделено пять аномальных зон высокого сопротивления (пикеты 60, 73–80, 95, 120, 150). Наиболее мощная аномальная зона имеет ширину около 70 м. В первом приближении аномальные зоны можно аппроксимировать как субвертикальные тела. Аномальные объекты, выявленные при решении обратной задачи ЗМПП, коррелируют с данными спектральной оценки распределения магнитных масс.

Анализ результатов комплексной интерпретации геофизических данных показал, что локальные аномалии магнитного поля отрицательного знака коррелируют с выделенными аномальными зонами слабой проводимости горных пород в геоэлектрическом разрезе. На основе корреляционной связи между магнитными и электрическими аномалиями можно утверждать о наличии на интерпретационном профиле пяти минерализованных зон дробления, которые

характеризуются низкими значениями магнитной восприимчивости и высоким электрическим сопротивлением. Полученные данные совпадают с результатами ранее проведенных геофизических исследований на рудопроявлении Базовский, где было установлено, что рудные зоны, представленные минерализованными зонами дробления, выделяются линейными аномалиями отрицательных значений магнитного и электрического полей (Фридовский, Соловьев, 2004). Комплексное использование графиков аномального магнитного поля и геоэлектрического разреза позволяет установить мощность и падение аномальных зон, что является дополнительным критерием пространственного заложения заверочных буровых работ.

Таким образом, при поисках рудомещающих структур золоторудных месторождений Верхне-Индибирского района целесообразно проведение комплексных геофизических работ, включающих магниторазведку и электроразведку ЗМП.

Исследования проведены при поддержке федеральной программы АВЦП по проекту: Развитие интегрированного научно-образовательного центра «Минерально-сырьевые ресурсы и технологии их оценки».

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРЕЗОВ С НИЗКООМНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА

А.С. Ошлакова

Научный руководитель профессор Л.Я. Ерофеев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является выявление причин отнесения коллектора к низкоомному, а также сравнение петрофизических моделей параметра пористости P_n и параметра насыщенности R_n нормальных пластов и низкоомного коллектора.

Для сравнения были выбраны месторождения Каймысовского свода: Онтонигайское, Катыльгинское, Западно-Катыльгинское. Главная проблема этих месторождений – аномально низкое сопротивление нефтенасыщенных пластов, что при интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) по стандартным методикам приводит к ошибкам в определении нефтенасыщенности.

По таким коллекторам проведены многочисленные исследования и опубликовано большое количество работ, но в них авторы обычно констатируют факты и не отмечают отличий от других пластов. Основные причины, понижающие сопротивление, по нашему мнению, следующие:

- наличие в коллекторе проводящих минералов: глинистых, сульфидосодержащих прослоев;
- расположение изучаемой структуры в зоне влияния глубинных разломов, которая обеспечивает наличие макро- и микротрещиноватости коллектора, а также аномально высокую для рассматриваемого стратиграфического горизонта минерализацию пластовых вод.

Важной задачей при интерпретации ГИС является правильное разделение коллекторов нефтяных месторождений на продуктивные и непродуктивные. Из продуктивных пластов получают притоки нефти безводные или нефти с водой в различных соотношениях, а из непродуктивных - только притоки воды.

По стандартной методике разделение производится по критическим значениям удельного электрического сопротивления ($УЭС$). Обычно сопротивление рассчитывается по формуле для зонда индукционного метода. Критические сопротивления определяются с помощью статистического и петрофизического способов. Статистический способ основан на сопоставлении данных ГИС и результатов достоверных испытаний и считается более достоверным. Строится палетка $УЭС$ с параметром, характеризующим пористость коллектора ($Аnc$, Kn). Петрофизический заключается в расчете по Kn , (полученному из лабораторных исследований керна) и петрофизическим уравнениям сопротивлений для различных режимов фильтрации: при остаточной водонасыщенности, при начале двухфазного потока, при двухфазном потоке и при начале однофазного потока воды. Совместное использование двух способов значительно повышает их достоверность.

По всем из рассматриваемых месторождений были построены графики зависимости сопротивлений от коэффициентов пористости (рис. 1). При построении палетки Западно-Катыльгинского месторождения из-за малого количества данных для точности дополнительно использован петрофизический способ. На графиках видно, что данные Западно-Катыльгинского и Онтонигайского месторождений хорошо согласуются и по ним возможно точное проведение линий «чистой воды» и «чистой нефти», на пересечении этих линий определены критические значения сопротивления 4 и 4,5 Ом·м.

По Катыльгинскому проблематично построить палетку, так как критическое сопротивление очень низкое, а часть точек по опробованию и по данным ГИС попадает в водонасыщенную область, что свидетельствует о наличии в разрезе нефтенасыщенных пластов, имеющих низкое сопротивление.

Нами были рассмотрены геолого-геофизические характеристики всех скважин Каймысовского свода на наличие низкоомных пластов. В результате сравнительного анализа видно, что нефтенасыщенные пласты Ю₁₋₁ и Ю₁₋₂ Онтонигайского месторождения имеют низкие значения сопротивления по ИК и БК, показания зондов БКЗ тоже занижены, однако по величине аналогичны стандартному нефтенасыщенному пласту. Такая же ситуация наблюдается в пластах Ю₁₋₁ Катыльгинского и Западно-Катыльгинского месторождений.

Для выявления отличий результатов геофизических методов в стандартных и низкоомных пластах были построены сравнительные графики сопротивлений по данным бокового (БК) и индукционного (ИК) каротажа, а также графики показаний по гамма (ГК) и нейтронному (НКТ) методам. Отличительные особенности разрезов с низкоомным коллектором следующие: по данным ИК нефтенасыщенный пласт Ю₁₋₂ Онтонигайского месторождения обладает более низкими значениями сопротивления по сравнению с данными БК, а водонасыщенный пласт Ю₁₋₃ имеет более высокое сопротивление. Значительных отличий в показаниях гамма и нейтронного методов нет, наблюдается лишь повышенная радиоактивность пластов Западно-Катыльгинского месторождения.

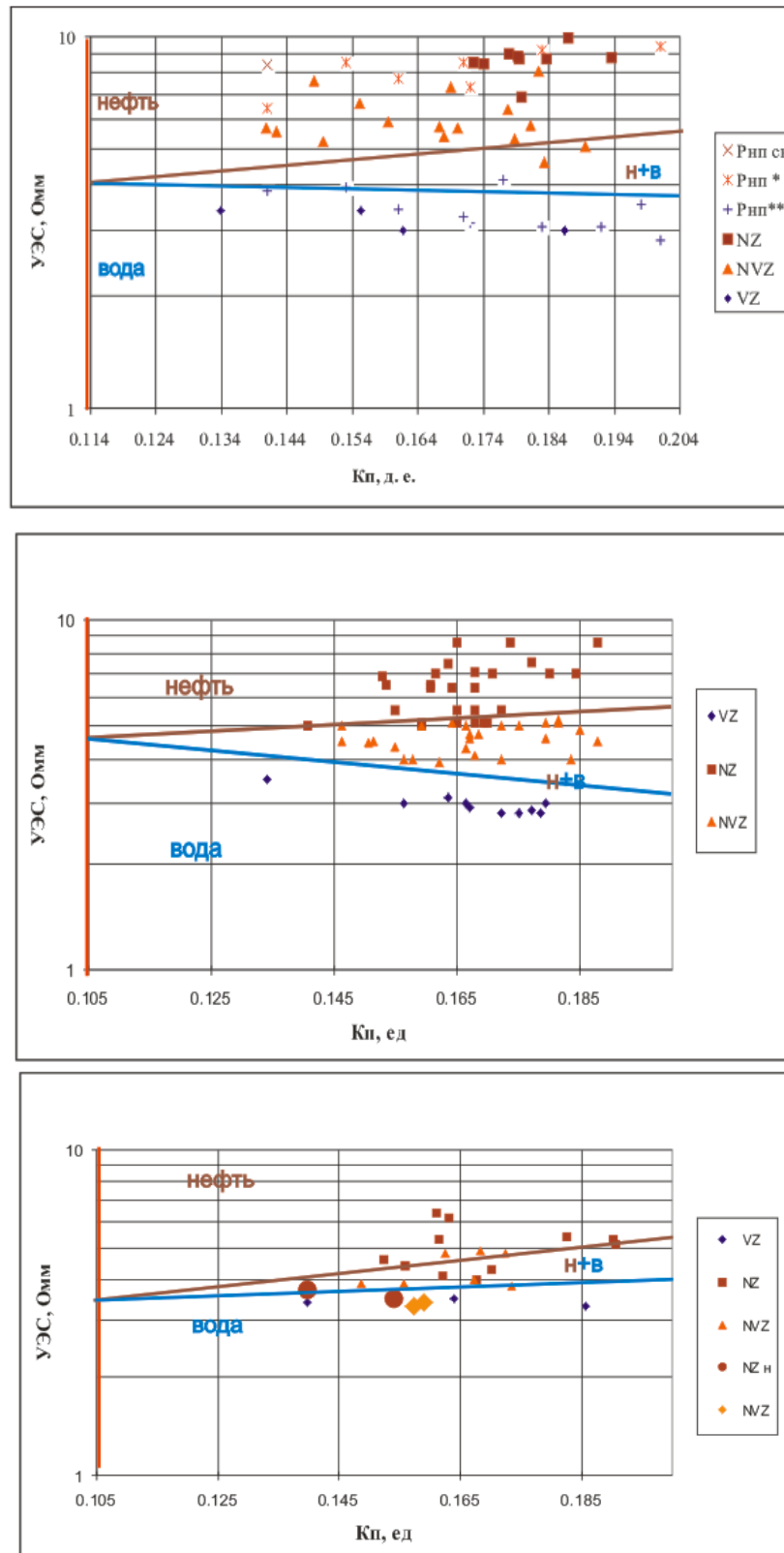


Рис. 1. Зависимости сопротивлений от коэффициента пористости (сверху вниз): по Западно-Катлыгинскому, Онтонигайскому и Катлыгинскому месторождениям

На рис. 2 приведены средние попластовые значения сопротивлений по разрезам скважин с наличием в разрезе низкоомного коллектора и без него. Из полученных данных, видно, что в разрезе скважин низкоомные коллекторы встречаются в пласте Ю₁₋₁ всех месторождений и Ю₁₋₂ Онтонигайского месторождения.

По геолого-геофизическим характеристикам из всего фонда скважин по каждому из рассматриваемых месторождений выбраны скважины, содержащие в своем разрезе низкоомный коллектор. На Онтонигайском были выделены 3 скважины, в разрезе которых сопротивление нефтенасыщенных пластов Ю₁₋₁ и Ю₁₋₂ меньше, чем водонасыщенных. По Катыльгинскому месторождению разрезы приблизительно половины скважин низкоомные и эти скважины расположены разрозненно, здесь сопротивление нефтенасыщенных пластов Ю₁₋₁ меньше, чем водонасыщенных и остальных нефтенасыщенных. На Западно-Катыльгинском во всех скважинах сопротивление нефтенасыщенных пластов Ю₁₋₁ близкое или меньшее, чем водонасыщенных.

Без низкоомного коллектора		С низкоомным коллектором	
Катыльгинское	R _n , Омм	Катыльгинское	R _n , Омм
Ю1-1	5.9	Ю1-1	4.2
Ю1-2	8.8	Ю1-2	7.5
Ю1-3	4	Ю1-3	3.3
Онтонигайское	R _n , Омм	Онтонигайское	R _n , Омм
Ю1-1	4.5	Ю1-1	3.8
Ю1-2	5.7	Ю1-2	3.4
Ю1-3	2.3	Ю1-3	4.5
		Западно-Катыльгинское	R _n , Омм
		Ю1-1	4
		Ю1-2	6
		Ю1-3	4.3

Рис. 2. Средние попластовые значения сопротивлений по разрезам скважин для различных типов коллекторов (с наличием в разрезе низкоомного коллектора и без него)

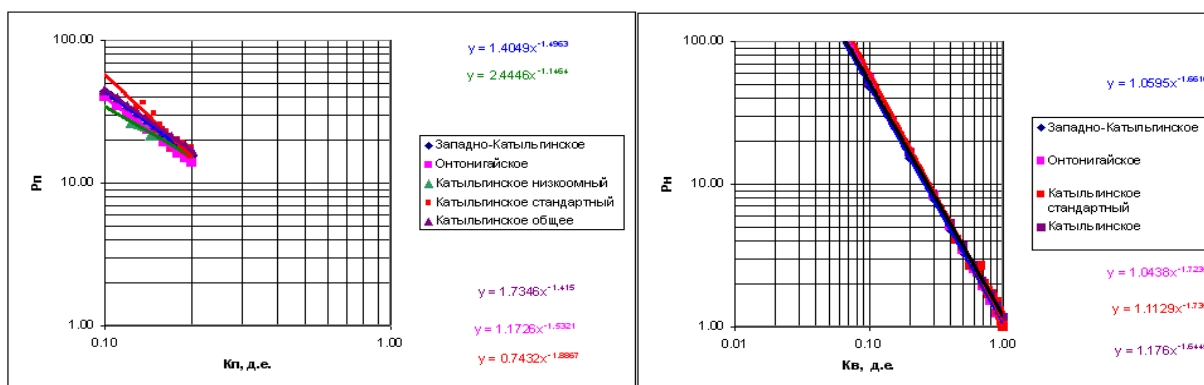


Рис. 3. Зависимости параметра пористости от коэффициента пористости (слева) и параметра насыщенности от коэффициента водонасыщенности (справа) для различных типов коллекторов

Отличительные признаки низкоомного коллектора следующие:

- по данным БК графики против водонасыщенных и низкоомных нефтенасыщенных пластов дифференцированы;
- показания зондов БКЗ занижены против низкоомного коллектора, однако по величине приращения аналогичны стандартному;
- низкие значения сопротивления по ИК свидетельствуют о том, что данный метод не является показательным на такого типа коллекторах.

В результате сравнения P_n и R_n (рис. 3) можно констатировать следующее:

- зависимости P_n-K_v практически идентичны у всех рассмотренных месторождений;
- по зависимости P_n-K_p у низкоомного коллектора более низкий параметр пористости.

Таким образом, для корректного определения характера и степени насыщения продуктивных пластов необходима комплексная информация, получаемая по керну и по ГИС:

1. На стадии оперативной обработки важно верно определить характер насыщения, если это проблематично с помощью стандартного комплекса ГИС, нужно использовать дополнительные методы (например ВИКИЗ, С/О, ЯМК).
2. Для нетрадиционных низкоомных коллекторов необходимо создавать свои петрофизические зависимости, при использовании которых ошибки в определении характера насыщения будут минимизированы.

Литература

1. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г., Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. - Москва-Тверь, 2003.

МАГНИТНАЯ ВОСПРИИМЧИВОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД И РУД НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕВЕРНОГО УРАЛА

Д.С. Рожкова

Научный руководитель доцент Е.В. Гусев

*Муниципальное образовательное учреждение лицей при
Томском политехническом университете, г. Томск, Россия*

На одном из участков Северного Урала, перспективном на магнетитовое оруденение, студентами и сотрудниками кафедры геофизики Томского политехнического университета измерялась магнитная восприимчивость рудных образцов. Измерения проводились измерителем магнитной восприимчивости ПИМВ-2 на немногих обнажениях (в естественных условиях и на образцах), на канавах по их полотну, а также по керну скважин в основном по рудным интервалам. Общий объем работ составил 752 измерения.

При обработке данных измерений керна скважин для учета формы образцов измеренные значения умножались на поправочный коэффициент 1,53 (в соответствии с технической инструкцией по работе с полевым измерителем магнитной восприимчивости).

Автором проведена математическая обработка результатов измерений. Целью работы являлось определение наиболее вероятных значений магнитной восприимчивости в рудных интервалах и определение величины намагниченности руд для последующего моделирования магнитных аномалий и оценки перспективности участка.

Для оценки наиболее вероятных значений магнитной восприимчивости (\bar{x}) по выборкам построены гистограммы распределения \bar{x} по данным всех измерений в линейном и логарифмическом масштабах. Интервалы гистограмм (ΔX) определялись по формуле Стерджеса:

$$\Delta X = \frac{X_{MAX} - X_{MIN}}{1 + 3,322 \cdot \lg N}$$

где N – мощность выборки, X_{MAX} и X_{MIN} – соответственно максимальное и минимальное значения магнитной восприимчивости в выборке.

Для определения принадлежности закона распределения к нормальному или логнормальному и оценки наиболее вероятных значений магнитной восприимчивости в выборках был применен критерий согласия Пирсона.

Законы распределения практически для всех петрографических разностей имеют двухмодальный характер. Отдельное рассмотрение выборок и исследование их по критерию согласия показало, что большинство выборок подчиняются логнормальному закону распределения, поэтому наиболее вероятными значениями магнитной восприимчивости для них следует считать средние логарифмические значения.

Для получения статистических характеристик магнитной восприимчивости построены гистограммы ее распределения в логарифмическом масштабе для основных литологических разностей горных пород.

Намагниченность определялась по средним логарифмическим значениям магнитной восприимчивости по формуле

$$J = \bar{x} T_0$$

где T_0 – напряженность нормального магнитного поля. За нормальное магнитное поле взята напряженность, снятая с карты нормального магнитного поля (0,55 Э) для координат района работ.

Для рудных интервалов установлено наиболее вероятное значение магнитной восприимчивости 0,51 ед. СИ и намагниченности 22,3 А/м, для безрудных зон магнитная восприимчивость не превышает 0,05 ед. СИ (намагниченность 1,18 А/м).

Кроме того, при проведении полевых работ по полотну канав были измерены значения магнитной восприимчивости с визуальной оценкой процентного содержания магнетита. По этим данным автором построена зависимость между содержанием магнетита в образце и величиной магнитной восприимчивости с коэффициентом корреляции 0,85 и (при условии $\bar{x} \geq 0,001$ ед. СИ) получено уравнение регрессии в виде:

$$C_M = 7 + 222,22 \bar{x},$$

где C_M – содержание магнетита в горной породе (%), \bar{x} – магнитная восприимчивость в ед. СИ. При значениях \bar{x} , меньших 0,001 ед. СИ эта зависимость, очевидно, будет нелинейной.

Поскольку индукционная намагниченность функционально связана с магнитной восприимчивостью, то уравнение связи индукционной намагниченности с процентным содержанием магнетита может быть получено в виде:

$$C_M = 7 + 5,078 J,$$

где J – намагниченность горной породы в А/м.

Таким образом, в результате статистического анализа получены данные, которые можно рассматривать как исходный фактический материал для составления петромагнитных и физико-геологических моделей.

Литература

1. Гмурман В.Е., Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 2002. – 479 с.
2. Логачев А.А. Захаров В.П. Магниторазведка. -- Л.: Недра, 1973. -- 295 с.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В.В. Силин

Научный руководитель заведующий отделом петрофизики и обоснования
алгоритмов ГИС С.М. Шевченко

ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», г. Томск, Россия

Измерения методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) были проведены ЗАО НПФ «Каротаж» в скв. 642 в интервале пластов группы А и Б (1785 – 2298 м), обработка и интерпретация проведена в ООО «Нефтегазгеофизика» (г. Тверь).

На момент интерпретации данных ЯМК не было анализов керна и испытаний. Автором был проведен сравнительный анализ результатов обработки пластов группы А и Б по ЯМК с интерпретацией стандартного комплекса ГИС, проведенной по обобщенным зависимостям. При этом основное внимание было уделено расхождениям результатов интерпретации ГИС с ЯМК, а именно коэффициентов общей пористости и оценок характера насыщения.

Так как на момент сравнительного анализа не было результатов изучения пористости по керну 642 скважины, был привлечен керн соседней скважины 346, который был увязан с интервалами соответствующего пласта. Анализ показал, что значения коэффициента пористости в пластах группы А, определенные по данным ЯМК, ниже относительно пористости, определенной по данным ГИС на 6–8 % , а в пластах группы Б – выше на 4–6 % .

В пластах группы А пористость по данным ГИС достигает 32–34 %, такая пористость характерна для пластов покурской свиты, а для пластов А1, А2 достоверно установлено, что пористость не должна превышать 27 %. Пористость, определенная по данным ЯМК, достигает 17–25 %, что вполне согласуется с пористостью, определенной по керну скв. 346. В пластах группы Б значения пористости по данным стандартного комплекса ГИС занижены относительно пористости, определенной по данным ЯМК, при этом пористость, определенная по керну, хорошо согласуется с пористостью по данным ЯМК. Отсюда следует, что результаты интерпретации данных ЯМК дают более реальные значения пористости, чем интерпретация стандартного комплекса ГИС по обобщенным зависимостям.

Кроме того, имеются случаи, когда наблюдаются расхождения и в оценке характера насыщения. Один из примеров приведен на рисунке. По данным интерпретации стандартного комплекса ГИС на указанном интервале вода, а при интерпретации данных ЯМК можно сделать вывод, что здесь присутствует нефть, т. е. при стандартной обработке ГИС нефтенасыщенный пласт А3 был пропущен.

Полученная водоносная характеристика по данным ГИС пласта А3 связана с недонасыщенностью коллекторов – большое содержание остаточной воды (связанной и рыхлосвязанной), которая снижает сопротивление пласта и дает неоднозначные результаты испытаний.

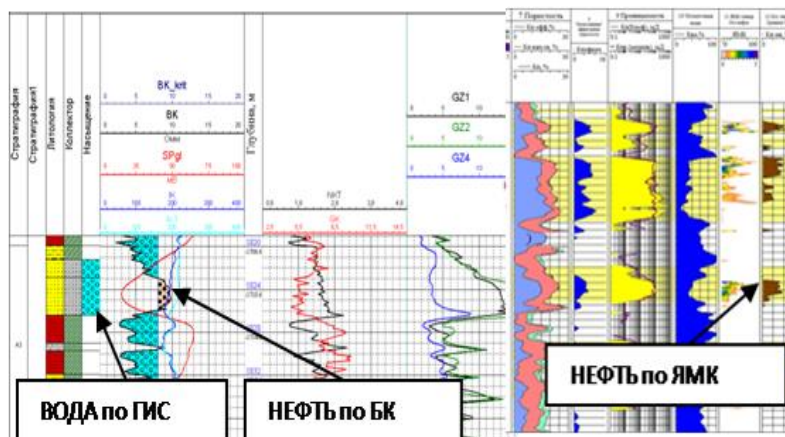


Рис. Пример оценки характера насыщения по данным стандартного комплекса ГИС и по данным ЯМК в пласте А3

На основе изложенного можно отметить, что применение ядерно-магнитного каротажа дает более достоверные результаты, чем результаты интерпретации стандартного комплекса ГИС по обобщенным зависимостям. Это говорит о том, что ЯМК необходимо применять в поисковом и разведочном бурении, а также для «заполнения» пробелов при отсутствии или плохом выносе керна.

Метод ЯМК позволяет разобраться в геологической ситуации разреза, по новому взглянуть на стандартный комплекс ГИС и правильно его проинтерпретировать. Например, традиционно считается, что боковой каротаж (БК) фиксирует зону проникновения и поэтому используется только для фиксации границ пластов. ЯМК показал, что повышенные значения сопротивлений по данным БК связаны с остаточной нефтенасыщенностью и, следовательно, по данным этого метода можно определять характер насыщения коллекторов. Примером таких повышений является «заливка» аномалии метода БК на рисунке, где стандартная интерпретация данных ГИС показала воду, а по данным БК отмечается нефть.

Таким образом, новый взгляд на традиционный комплекс ГИС позволил получить простой и эффективный экспресс-метод оценки характера насыщения.

НЕОДНОРОДНОСТЬ ПЕТРОМАГНИТНЫХ СВОЙСТВ ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЧЁРТОВО КОРЫТО» (ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ)

С.В. Соколов

Научный руководитель доцент Ю.В. Колмаков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Месторождение Чёртово Корыто расположено в северной части Патомского нагорья в пределах Тонодского поднятия фундамента [1]. Породы, вмещающие руды и сопутствующие им метасоматиты, представлены метаморфизованными терригенно-осадочными отложениями нижнего протерозоя, имеющими пологие углы падения (до 20°) и субогласные слоистость и сланцеватость.

Такой характер вмещающей среды предопределил морфологию рудных образований, а тем самым и структуру геофизических аномалий. Крупная рудная залежь месторождения приурочена к взбросо-сдвиговой деформации, осложняющей северо-восточное крыло значительной по размерам Михайловской синклинали. Дизъюнктив падает под углом 60° в запад-юго-западном направлении и имеет север-северо-западное простирание ($Az = 350^\circ$) [1]. Висячем блоке нарушение оперяет пологая (угол падения 20°) структура того же направления падения. Исходя из взаимного расположения разрывных нарушений, можно предположить, что крутопадающий дизъюнктив представлял собой канал для транспортировки флюидов к месту их разгрузки – пологой оперяющей трещине.

Внутреннее строение пологозалегающей структуры можно охарактеризовать как зону кливажа. Кливаж развит по сланцеватости как наиболее лёгкому для деформаций направлению; также встречаются рассечения сланцев под острым углом. Рудоносные растворы распространялись в зоне кливажа и по мере разгрузки формировали минерализацию, которая унаследовала структуру вмещающей среды. В результате такого минералоотложения образовались пологонаклонные жилы, прожилки и микропрожилки кварц-сульфидного состава; вкрапленная минерализация образовалась позднее и проявилась, главным образом, в метасоматитах березитового профиля [1]. Основными рудными минералами являются пирит, моноклинный пирротин (далее пирротин), являющийся единственным на месторождении ферромагнетиком и арсенопирит. Пирротинизация хорошо прослеживается на петромагнитных разрезах (рис. 1), представляющих собой пример зонального распределения рудной минерализации во вмещающих породах.

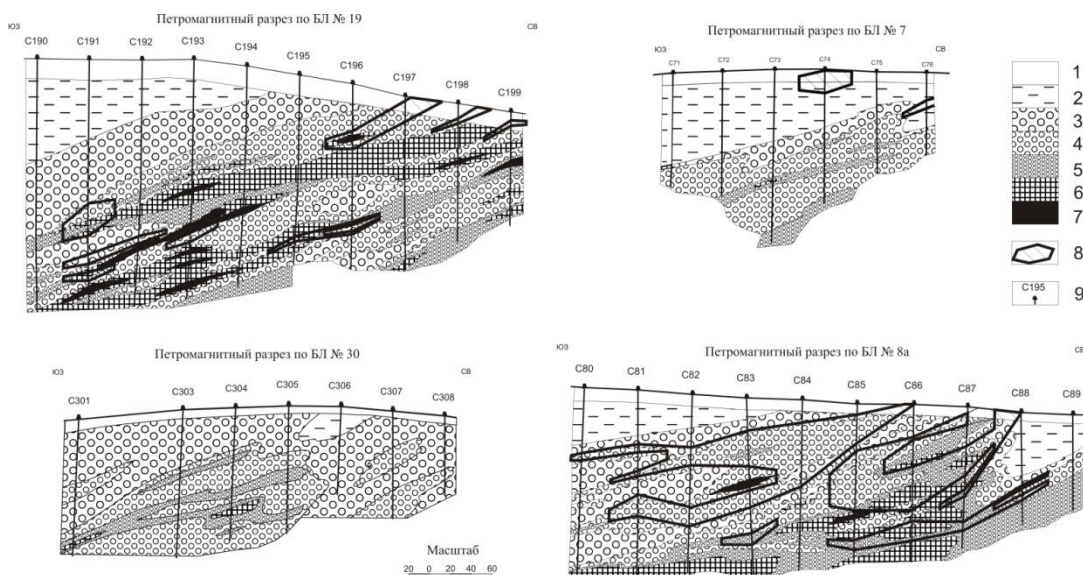


Рис. 1. Петромагнитные разрезы месторождения.

1 – зона окисления; 2–7 интервалы магнитной восприимчивости ($\cdot 10^{-5}$ ед. СИ) пород и руд минерализованной зоны: 2 – <50 , 3 – $50-100$, 4 – $100-200$, 5 – $200-300$, 6 – $300-400$, 7 – >400 ;
8 – рудное тело; 9 – скважины

Из теоретических основ магнетизма известно, что форма тела, поле, им образуемое, и направление вектора намагниченности (J) функционально связаны между собой. Зная любые два из этих параметров, можно определить третий. Намагниченность представляет собой сумму векторов остаточной J_n и индуктивной J_i намагниченностей.

Направление J_n обусловлено магнитным полем, существовавшим на момент образования объекта, а J_s формируется под воздействием современного геомагнитного поля.

Патомское нагорье расположено в северных широтах, где основной вклад в полный вектор геомагнитной индукции (T) вносит вертикальная составляющая (Z). Это должно привести к субвертикальному намагничиванию пирротиновых образований и, как следствие, положительной аномалии в поле ΔT . Однако поле ΔT месторождения Чёртово Корыто имеет дипольный характер с интенсивностью от +400 нТл в южной до -450 нТл в северной частях (рис. 2). Сопоставляя такую структуру поля с морфологией аномалиеобразующих прожилков и микропрожилков, можно заключить, что последние намагничены по длинной оси, то есть J совпадает с направлением простираения минерализованной зоны. При таком направлении J возможно соседство полюсов разного знака.

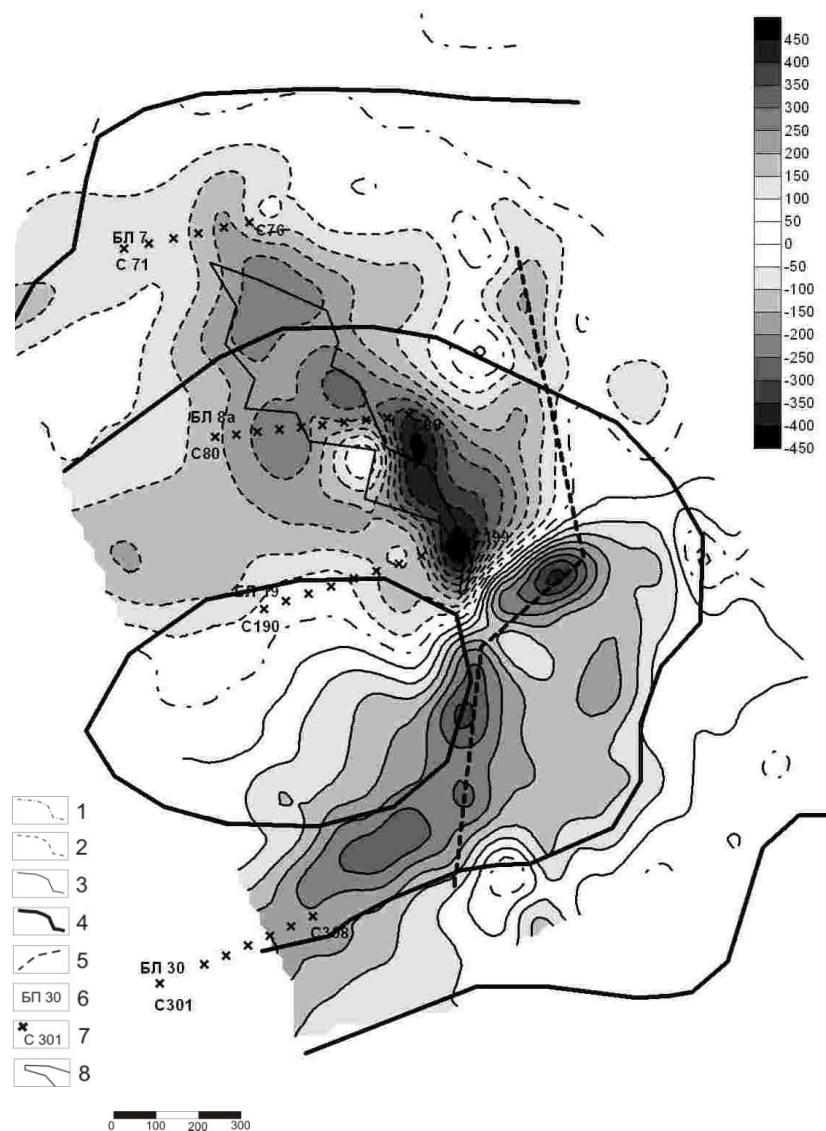


Рис. 2. План изодинам магнитного поля ΔT : 1-3 – изодинамы (нТл): 1- нулевые, 2-отрицательные, 3-положительные; 4-изогипсы рельефа; 5-взбросо-сдвиг; 6-буровой профиль; 7-скважины; 8-рудное тело.

Для выяснения природы дипольной аномалии при непосредственном участии автора были изучены палеомагнитные характеристики 32 образцов пород и руд месторождения.

Исследования проводились с помощью астатического магнитометра МАЛ-036. Экспериментальным материалом стал керн разведочных скважин, ориентировка которого в пространстве не известна, однако скважины на месторождении пробурены вертикально, а значит относительно оси керна можно определить наклонение намагниченности. Азимут этого вектора определяется как угол между перпендикуляром к нулевой линии дипольной аномалии и направлением на север и составляет 335° . Обобщённые результаты эксперимента приведены в табл.

	J_n , ед. СИ	Q	$\alpha \cdot 10^{-5}$, ед. СИ	j , град
Среднее	1,47	9,0	419,5	11,9
Разброс (\pm)	1,47	6,2	385,5	8,1

Проанализировав полученные данные, можно заключить, что остаточная намагниченность J_n имеет субгоризонтальное наклонение (j) и в несколько раз превосходит индукционную J_i , о чём говорит фактор Кенигсбергера $Q = J_n / J_i$. Таким образом, именно J_n формирует магнитный облик месторождения.

Одной из наиболее вероятных причин субгоризонтального наклонения вектора намагниченности является, по нашему мнению, действие фактора размагничивания N , который отражает расположение магнитных полюсов на поверхности тела и зависит от его формы, изменяясь от 0 до 4π . Значению 0 соответствует стержень, намагниченный по длинной оси с бесконечно большим удалением полюсов друг от друга, а значение 4π соответствует бесконечно тонкой пластинке, намагниченной перпендикулярно её плоскости [2].

Суммарное поле в магнетике $H = H_e - H'$, где H_e – внешнее магнитное поле, а H' – размагничивающее поле. H' всегда возникает в намагниченном теле и определяется как $H' = N \cdot J$ [2], в нашем случае $J \approx J_n$. В случае намагничивания по нормали к поверхности микропрожилков H' будет близким к максимуму ($N \approx 4\pi$) и намагничивающее поле встретит максимальное противодействие; поэтому вектор J_n на сегодняшний день имеет субгоризонтальное наклонение.

Дипольная магнитная аномалия является следствием субгоризонтальной намагниченности минерализованной зоны и для рассматриваемого района представляет важный поисковый признак локализации золотого оруденения.

Литература

1. Кучеренко И.В., Гаврилов Р.Ю., Мартыненко В.Г., Верхозин А.В. Петролого-геохимические черты рудовмещающего метасоматического ореола золоторудного месторождения Чёртова Корию (Патомское нагорье) // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2008. -- Т. 312. -- №1. -- С. 11 - 20.
2. Логачёв А.А. Курс магниторазведки, -- Л.: Гостоптехиздат, 1962, -- 360 с.

СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ВЕРХ-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ТЕРРИТОРИИ.

Е.С. Сурикова¹

Научный руководитель доцент Л.М. Калинина²

¹Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Настоящая работа выполнена на базе комплексной интерпретации материалов 2D и 3D сейсморазведки общей протяженностью 2653 км, 300 км² соответственно, и глубокого бурения по 85 скважинам.

Задачи исследований: систематизация материалов по стратиграфии, тектонике и нефтегазоносности, выбор и корреляция отражающих сейсмических горизонтов, построение набора карт изохрон, скоростей, структурных поверхностей по отражающим сейсмическим горизонтам и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов, интерпретация и анализ построенных карт. При этом были использованы пакеты программ «Surfer», «CoreDRAW», «W-Seism», «GridMaster».

В тектоническом плане объектом исследования является северо-западная часть Межовского структурного мегавыступа. Межовский структурный мегавыступ является положительной незамкнутой линейной структурой первого порядка, в пределах которой выделяются одна положительная структура второго порядка – Западно-Межовское куполовидное мезоподнятия, осложненное Братским валом и Веселовским куполовидным поднятием (КП); две отрицательные структуры третьего порядка – Пешковская впадина и Дедовская впадина, и порядка пятнадцати КП, в том числе Верх-Тарское [2].

Изучаемая территория находится в пределах Межовского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. К настоящему моменту на территории Межовского НГР открыто 17 месторождений нефти и газа, восемь из них – на территории Северного района Новосибирской области (семь нефтяных – Верх-Тарское, Малоичское, Восточно-Тарское, Тай-Дасское, Ракитинское, Восточное, Восточно-Межовское, одно газоконденсатное - Веселовское).

Верх-Тарское нефтяное месторождение открыто в 1970 году (промышленная добыча нефти началась с 2000 г.). Основная залежь нефти приурочена к пласту Ю₁ верхней части васюганской свиты верхней юры, открыта залежь в верхней части отложений палеозоя (пласт М). На месторождении пробурено 18 разведочных скважин, из них 10 дали хорошие фонтанные притоки нефти. Проходка каждой скважины производилась с большой геологической нагрузкой. В 2005–2006 гг. пробурено шесть скважин, в которых были проведены расширенные геофизические исследования, выполнен отбор и комплексное изучение керн. Основным нефтегазоперспективным комплексом на юго-востоке Западной Сибири является келловей-волжский комплекс (горизонт Ю₁), по кровле этого продуктивного пласта форма и простирание Верх-Тарской структуры в общих чертах совпадает со структурой по сейсмическому отражающему горизонту II^a. По оконтуривающей изогипсе (2380 м) размеры ее составляют по длинной оси 26 км, по короткой в юго-восточной части – 7,5–9 км, в северо-западной – 6–4 км. Структура осложнена рядом вершин, расположенных с северо-запада на юго-восток, ее амплитуда около 60 м. Структура прослеживается по всем маркирующим горизонтам юры и нижнего мела, но наибольшую амплитуду имеет по отложениям фундамента и выполаживается вверх по разрезу. Положение водонефтяного контакта по залежи в пласте Ю₁ наклонное с повышением от южной части (–2375 м) к

северной (–2359 м). Высота залежи в разных ее частях варьирует в пределах 37–53 м. Размер залежи по длинной оси составляет 21 км, по короткой на юге – 6–9 км, на севере – 3,5–5 км.[1]

Сейсмогеологический комплекс – это интервал временного разреза, отображающий толщи, характеризующиеся различными условиями осадконакопления. Кровлей и подошвой сейсмогеологических комплексов служат границы смены условий седиментации – поверхности региональных несогласий, перерывов, или региональные поверхности выравнивания, к которым приурочены наиболее устойчивые отражающие горизонты – сейсмические реперы. В ходе работы построены карты толщин юрского (урманская, тогурская, салатская, тюменская, васюганская и георгиевская свиты), волжско-аптского (баженовская, куломзинская, тарская свиты), альб-туронского (покурская, кузнецовская свиты) и посттуронского (от кузнецовской свиты до отложений неогена) сейсмогеологических мегакомплексов и структурные карты по отражающим горизонтам, характеристика которых приведена ниже.

Горизонт Φ_2 (подошва осадочного чехла) осложнен для картирования, характеризуется неоднородностью литологии пород доюрского основания и перекрывающих его толщ, обилием разрывных нарушений.

Горизонт Π^a (подошва баженовской свиты; верхняя юра, волжский ярус) формируется на пачке глинисто-кремнисто-известковых пород баженовской свиты, является наиболее надежным сейсмическим репером в Западной Сибири, т.к. обладает высоким энергетическим уровнем и надежно картируется по временным сейсмическим разрезам, благодаря аномальности акустических свойств, выдержанности по мощности и широкому распространению свиты на значительных территориях.

Горизонт III (кошайская пачка алымской свиты; нижний мел, апт) является наименее устойчивым среди мезозойско-кайнозойских реперных горизонтов – его энергетическая выраженность существенно меняется по площади.

Горизонт IV (подошва кузнецовской свиты верхний мел, турон) обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции по сейсмическим материалам.

Применялась следующая методика построения карт: создание сейсмогеологического проекта в интерпритационном пакете W-Seis; выбор и корреляция отражающих сейсмических горизонтов, контролирующих основные осадочные сейсмогеологические комплексы; построение карт изохрон, скоростей продольных волн, структурных карт и карт толщин в программном пакете Surfer; вшивание построенных структурных карт в региональные основы, построенные в ИНГТ им. А.А. Трофимука в программном пакете GridMaster; оформление карт в программном пакете CorelDRAW.

В структурном плане подошвы осадочного чехла (Φ_2) рельеф рассматриваемой территории сильно расчленен, выделяется ряд отрицательных и положительных структур с амплитудами до 235 м. Верх-Тарское КП имеет амплитуду 110 м и оконтуривается изогипсой с абсолютной отметкой –2645 м (обозначение 110 м; –2645 м), к юго-западу от него находится крупное КП (85 м; –2610 м), к югу – два небольших купола: в пределах Дедовской площади (20 м; –2805 м) и в пределах Прибелинской (45 м; –2740 м). В пределах Мало-Ичской площади КП (65 м; –2645 м) объединяется с Верх-Тарким КП по изогипсе –2680 м. Купол, находящийся на Тай-Дасской площади, имеет достаточно большую амплитуду, но является небольшим по площади (\approx 105 м; –2665 м). В пределах Пешковской и Пограничной площадей выделяются два купола (30 м; –2880 м) и (30 м; –2870 м). К югу от вышеописанных структур на Западно-Калгачской площади выделяются крупные по площади два купола (165 м; –2205 м) и (135 м; –2205 м), которые, возможно, объединяются с небольшим по площади, но высокоамплитудным (80 м; –2470 м) поднятием, расположенным западнее. К северо-востоку от Верх-Тарского поднятия находится Западно-Ракитинское КП (160 м; –2660 м). К юго-востоку от Западно-Ракитинского КП находится структура, оконтуренная изогипсой –2675 м, представляющая собой четыре поднятия с амплитудами 10–40 м.

В рельефе подошвы баженовской свиты (Π^a), почти все выделенные в доюрском основании купола прослеживаются, площади их в среднем сохраняются, а амплитуды значительно уменьшаются, т.е. рельеф становится более сглаженным. Например, в составе Верх-Тарского КП выделяются четыре малых купола (до 45 м; –2345 м), а поднятие на Мало-Ичской площади уменьшилось по амплитуде до 40 м и оконтуривается по изогипсе –2345 м.

Рельеф кошайской пачки алымской свиты (III) еще более сглажен. Отмечается не только уменьшение амплитуды поднятий, но и площади. Рельеф по кровле кузнецовской свиты слабо расчленен (IV).

Мощность отложений является показателем тектонических движений геологического прошлого. Таким образом, в результате анализа изменений толщин сейсмогеологических комплексов по площади проведено восстановление истории тектонического развития исследуемой территории. Интерпретация карт толщин проводится на основании того факта, что увеличение толщин на каком-либо этапе развития территории соответствует прогибанию, а уменьшенные толщины говорят о воздымании, росте структур.

Согласно карте изопахит юрских отложений палеорельеф доюрского основания на момент формирования баженовской свиты был достаточно сильно расчленен: на изучаемой территории четко выделяются две крупные замкнутые структуры – на юго-западе (мощность отложений порядка 590 м) и на северо-востоке (730 м), испытывающие тенденцию относительного прогибания. Эти отрицательные структуры разделяет широкая «гряда» поднятий, которые испытывают тенденцию к росту. Анализируя карту, можно говорить об интенсивном росте северо-западных структур исследуемого района: Верх-Тарской, Северо- и Восточно-Тарской, Мало-Ичской, Надеждинской, Западно-Ракитинской и Ракитинской, т.к. данным площадям соответствуют небольшие толщины юрских отложений (порядка 290 м.). Западно-Калгачской площади соответствует минимальная мощность осадков – 70 м, что свидетельствует о тенденции к интенсивному росту во время юрского этапа. Менее интенсивный рост структур наблюдается в центре района исследований, где толщины отложений составляют 350–370 м (Заозерная, Тай-Дасская, Восточная и Касманская площади). Необходимо отметить, что в распределении толщин юрского мегакомплекса выражены все структуры доюрского основания и крупные поднятия современного рельефа.

На протяжении времени формирования волжско-аптских отложений продолжается рост положительных структур, но не такой интенсивный, т.к. структуры менее контрастные, происходит объединение мелких куполов в более

крупные по площади. Эпицентр прогибания территории был расположен на востоке рассматриваемого района, в районе Западно-Калгачской площади, где толщины отложений максимальны и составляют 1080 м.

На карте толщин альб-туронских отложений наблюдается ряд более кардинальных изменений. Так, к северу и востоку от Верх-Тарской, в пределах Надеждинской и Восточно-Тарской площадей воздымание, рост структур сменился прогибанием. В отношении всех остальных структур действовали прежние тенденции.

В посттуронское время эпицентр прогибания сосредоточился в юго-западной части района исследований, где обозначились Пешковская и Дедовская впадины, а северо-восток, который на протяжении всего предыдущего времени прогибался, стал испытывать достаточно сильную тенденцию к росту.

Таким образом, можно говорить об унаследованном развитии рельефа в течение юрско-аптского и о тектонической активизации в постальбский этап, а в качестве главного выделить юрский этап, т.к. в это время были сформированы антиклинальные структуры, которые в последующие этапы испытывали относительный рост и могли заполняться нефтью.

Литература

1. Запывалов Н.П., Минько В.А., Плуман И.И., Рожок Н.Г. Новые данные по геологии Верх-Тарского месторождения нефти// Новые данные по геологии и полезным ископаемым Западной Сибири, 1974. – Вып. 9.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. -- Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2002. -- 253 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕДИ ТОО «КОРПОРАЦИЯ КАЗАХМЫС»

Н.Е. Сыздыков, В.И.Тэн, С.А. Ефименко

ТОО «Корпорация Казахмыс», г. Жезказган, Казахстан

Ядерно-геофизические технологии опробования руд (ЯГФТОР) на подземных рудниках ПО «Жезказганцветмет» – Филиала ТОО «Корпорация Казахмыс» применяются с 1977 года. Жезказганское месторождение медистых песчаников, характеризующееся полиметаллическим характером оруденения (компоненты: основные – Cu, Pb, Zn; сопутствующие – Ag, Re, Cd, S); четырьмя технологическими сортами руд: медные сульфидные, комплексные (Cu – Pb, Cu – Pb – Zn), свинцовые (Pb, Pb – Zn, Zn) и смешанные (сульфидно – окисленные); горизонтальным залеганием рудных тел, являлось очень сложным объектом для внедрения ЯГФТОР. Несмотря на это, рентгенорадиометрический метод опробования забоев (РРОЗ) на Cu на участках медных руд был внедрен в производство. Министерство цветной металлургии СССР разрешило использование данных РРОЗ при подсчете запасов меди на участках медных руд. Сначала РРОЗ выполнялось на аппаратуре РПС4 – 01 «Гагара», затем на РПК – 103 «Поиск». В те времена из-за относительно невысокого уровня методического и аппаратурного обеспечения ЯГФТОР рассматривались в качестве вспомогательного инструмента геологического обслуживания разведочных и горных работ и решали локальные аналитические задачи. Удельный вес ЯГФТОР в системе рудничного опробования неуклонно повышался. Были последовательно внедрены: РРОЗ на Cu и Pb (РПК-103 «Поиск»: модернизированный двухканальный вариант), рентгенорадиометрический каротаж (РПК) разведочных и веерных отбойных скважин на Cu и Pb (РПК-103 «Поиск», датчик СРПД), рентгенорадиометрический анализ проб (РРАП) на Cu, Pb, Zn (БАРС-3), РРАП на Cu, Pb, Zn, Ag, Cd, Fe, Ba, As (РАЛ-1М). С 1988 года ЯГФТОР занимается геофизическая служба (ГФС) – самая крупная (штат – 70 человек) и технически оснащенная ГФС на горных предприятиях цветной металлургии Казахстана: за 20 лет опробовано свыше 4 000 000 м вертикальных сечений забоев и проанализировано более 2 700 000 проб.

С появлением в ГФС ПО «Жезказганцветмет» современных энергодисперсионных рентгено-флюоресцентных спектрометров (EDXRF) казахстанского производства: переносного РПП-12 и лабораторного РЛП-21 (разработчик и производитель - ТОО «Физик», г. Алма-Ата), мониторинговые возможности ЯГФТОР резко расширились: РРОЗ стало выполняться на Cu, Pb, Zn, Fe – им охвачены все проходческие и очистные забои шахт; РРАП стал выполняться сначала на 21 (2000 г.), затем на 26 (2003г) и, наконец, на 34 (2006г) элемента - анализируются все вагонные пробы товарной руды ОТК (по данным РРАП формируется отчет добычи металлов по рудничной промплощадке), пробы керна разведочных скважин, пробы бурового шлама взрывных скважин карьеров, пунктирно-бороздовые пробы с забоев; РПК взрывных скважин карьеров стал выполняться на Cu, Pb, Zn, Fe (каротажная станция РКП-1, ТОО «Физик»). Сегодня ЯГФТОР обеспечивают полный охват геологоразведочных и добычных работ на всех рудниках ПО «Жезказганцветмет» (подземные: Анненский, Восточный, Жомарт, Западный, Степной, Южный; открытые: Северный).

С 2000 г. ЯГФТОР начали внедряться на горных, обогатительных и металлургических производствах филиалов ТОО «Корпорация Казахмыс»: рудники Саяк и Коунрад (2000 г., РПП-12), шлакоотвал медьзавода (2001 г., РПП-12), рудник Шатырколь (2005 г., РПП-12), экспресс-лаборатория обогатительной фабрики (2006 г., РЛП-21Т) ПО «Балхашцветмет»; Карагайлинская ОФ (2005 г., РЛП-21Т), рудник Нурказган (2006 г., РЛП-21), рудники Кусмурын и Нурказган (2006 г., РПП-12), рудники Абыз и Акбастау (2007 г., РПП-12), рудник Кусмурын (2007 г., РЛП-21Т), Нурказганская ОФ (2007 г., РЛП-21Т) ПО «Карагандацветмет»; Жезкентский ГОК (2008 г., Innov-X Alpha Systems) ПО «Востокцветмет», а также в АО «Жезказгангеология» (2003 г., РЛП-21ТЖ).

В результате объектами ЯГФТОР стали очень сложные, характеризующиеся большим размахом содержаний промышленных, сопутствующих и мешающих компонентов, руды таких полиметаллических месторождений, как: золото-медно-порфировое месторождение Нурказган (Cu, Au, Ag, Mo, Se, S), колчеданно – медно – свинцово – цинковые месторождения Кусмурын (Cu, Zn, Pb, Au, Ag, Cd, Se, Te, S) и Акбастау (Cu, Zn, Pb, Au, Ag, Cd, Se, S, Te), золото – колчеданно – медно – свинцово – цинковое месторождение Абыз (Pb, Zn, Cu, Au, Ag, S, Se, Te, Cd, In, Hg), Саякская группа медно – скарновых месторождений (Cu, Mo, Fe, Au, Ag, Bi, Te, Se, Re), медно-порфировое

месторождение Шатырколь (Cu, Mo, Au, Ag, Te, Se, U); промпродукты Балхашской, Нурказганской и Карагайлинской обогатительных фабрик, перерабатывающих руды этих месторождений; пробы керна разведочных скважин с месторождений, разведку которых осуществляет АО «Жезказгангеология»; отвалы шлаки Балхашского медьзавода.

Наибольшее применение в практике наших работ получили новейшие отечественные EDXRF приборы - переносной полевой спектрометр РПП-12 и лабораторный спектрометр РЛП-21.

Современные ЯГФТОР существенно расширили возможности геологоразведочных работ по следующим направлениям:

1. Кардинально выросла их информативность:
 - все пробы керна скважин со всех месторождений, разведку которых ведет АО «Жезказгангеология», анализируются на спектрометре РЛП-21ТЖ с полной распечаткой содержаний 26 элементов (включая Ag и Cd);
 - все пробы керна разведочных скважин на стадии доразведки на рудниках ПО «Жезказганцветмет» анализируются на спектрометре РЛП-21 на 34 элемента;
 - пробы бурового шлама из эксплуатационно-разведочных скважин карьеров анализируются на 25 (Абыз, Акбастау, Кусмурун), 26 (Нурказган) и 34 (Жезказган) элемента;
 - все горно-подготовительные выработки на подземных рудниках опробуются на 4 элемента (Cu, Pb, Zn, Fe);
 - на геологические разрезы выносятся содержания до четырех (Cu, Pb, Zn, Fe), а в паспорта разведочных скважин – до семи (Cu, Pb, Zn, Ag, Cd, Mo, Fe) элементов: таким образом, появилась возможность изучения особенностей пространственного распределения в плане и разрезах рудных залежей гораздо большего числа элементов;
 - содержания Ag, Cd, Mo, Se и других элементов в разведочных скважинах выдаются по каждому интервалу опробования керна, а не по рудному пересечению в целом (отказались от объединения проб);
 - в рудах фиксируется присутствие элементов, которые могут представлять промышленный интерес в будущем: в красноцветных безрудных отложениях месторождения Жезказган, например, обнаружены повышенные (50–70 ppm) содержания Yb; в рудах и породах месторождения Таскура – значительные содержания Sr (до 5,2 %) и Та (до 220 ppm); в рудах месторождения Кусмурун – значительные содержания Mo (200 ppm и выше), в рудах месторождения Кресто-8 – повышенные содержания Ag (до 2500 ppm).

2. Стало возможным определять Ag и Mo в рудах месторождения Нурказган (2,8 ppm и 40,0 ppm, соответственно, в среднем) – это уникальный случай для EDXRF спектрометров, свидетельствующий о большом потенциале казахстанской школы методического и программного обеспечения ЯГФТОР.

3. Появилась возможность исправлять ошибки, допущенные на стадии аналитических работ. Так, жезказганские химики необоснованно применили ускоренный трилонометрический метод (навеска 1000 мг) для анализа керновых проб с месторождения Нурказган, содержащих на некоторых участках в значительных количествах Mn (в одной из проб РЛП-21 дал 0,20 % Cu и 5,79 % Mn, а химики – 5,80 % Cu, но после перехода на йодометрический метод и навеску 250 мг химики дали 0,21 % Cu). 117 проб, содержащих значительные (по данным РЛП-21) концентрации Mn, были заново проанализированы йодометрическим методом – среднее содержание Cu в этих пробах было снижено с 2,67 до 0,74 %.

4. После того, как 7 глубоких разведочных скважин были остановлены бурением на проектных отметках, буровые станки были переведены на новые точки, а химический анализ керна показал, что все скважины были остановлены в кондиционной руде, была изменена процедура остановки разведочных скважин бурением на месторождении Бошекуль. Керна с интервалов в районе проектной отметки теперь опробуются на месте полевым спектрометром РПП-12. Эта технология стала обязательным атрибутом разведочных работ на месторождении.

5. Была внедрена новая методика вывода из добычи забоев, вышедших за контур балансовых руд: забой, породный по данным РРОЗ, опробуется повторно, но уже пунктирно – бороздовым способом, и выводится из добычи, если содержание Ag в нем по данным РРАП будет ниже планового содержания по шахте (в противном случае, забой остается в добыче – тем самым обеспечивается большая полнота извлечения запасов металлов из недр).

6. Был сформирован (на базе РРАП вагонных проб ОКК) массив данных, обработка которого методами математической статистики позволила рекомендовать вместо традиционного показателя «удельное содержание серебра» в комплексных рудах $K_{уд}(Ag) = C(Ag) / C(Cu + Pb + Zn)$ более эффективный показатель:

$$K_{уд}(Ag) = C(Ag) / C(Cu + \sqrt[8]{Pb + Zn}),$$

где C – содержание соответствующего компонента, указанного в скобках.

В результате перехода на ЯГФТОР оперативность, эффективность и информативность геологического обслуживания разведочных и горно – добычных работ выросли настолько, что РРМ стал фактически единственным источником формирования информационных массивов для комплексной многофункциональной системы рудоподготовки, реализующей новую концепцию технического перевооружения шахт в рамках диверсификации горного производства. Теперь на рудники наряду с добычей руды возлагаются функции первичной рудоподготовки, то есть доведения качества товарной руды до состояния, превышающего качество руды в отрабатываемых контурах залежей, путем выполнения совокупности разделительных (сепарационных) и смесительных (усреднительных) процессов и организации работы рудников по принципу «больше – через качество продукции», что позволит повысить их конкурентоспособность на рынке минеральных ресурсов.

ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕДИ ТОО «КОРПОРАЦИЯ КАЗАХМЫС»

В.И. Тэн, Н.Е. Сыздыков, С.А. Ефименко

ТОО «Корпорация Казахмыс», г. Жезказган, Казахстан

На рудниках Анненский, Восточный, Жомарт, Западный, Степной, Южный (ПО «Жезказганцветмет»), Абыз, Акбастау, Кусмурун, Нурказган (ПО «Карагандацветмет»), Коунрад, Саяк, Шатыркуль (ПО «Балхашцветмет»),

Балхашской (ПО «БЦМ»), Карагайлинской и Нурказганской (ПО «КЦМ») обогатительных фабриках ТОО «Корпорация Казахмыс» используются современные энергодисперсионные рентгенофлуоресцентные спектрометры (EDXRF) казахстанского производства: переносной РПП-12 и лабораторные РЛП-21 и РЛП-21Г (ТОО «Физик», г. Алма-Ата).

Рентгенорадиометрический полевой прибор РПП-12 предназначен для проведения высокоточного рентгенорадиометрического опробования руд в естественном залегании (стенки горных выработок, уступы карьеров, естественные обнажения и т.д.), в отбитой горной массе и крупнодробленых пробах (руда в навале, штуфы, керн, пробы бурового шлама) без предварительной пробоподготовки, а также для экспресс-анализа порошковых проб руд и горных пород в условиях полевых лабораторий на 4 элемента (с источником Pu-238 это Mn, Fe, Cu, Zn; Fe, Cu, Zn, Pb; и т.д.).

РПП – 12 состоит из датчика, устройства регистрации и обработки (УРО) и комплекта подъемных штанг. В датчике размещаются ампулированные источники ионизирующего излучения (1–2 источника Pu-238, но допускается использование радионуклидов Cd-109 и Fe-55), пропорциональный детектор излучений СИ-13Р, предварительный усилитель, 1 аккумулятор. УРО включает: микропроцессор DS5002FP, анализатор импульсов на 1024 канала преобразований, буфер памяти на 1000 замеров; жидкокристаллический индикатор (ТЖК), клавиатуру, 3 аккумулятора, разъем R232 для подключения к компьютеру. Штанги обеспечивают подъем датчика на высоту до 8м.

Интегрированный пакет прикладных программ – основное достоинство РПП-12: учет матричного эффекта по упрощенному варианту метода фундаментальных коэффициентов; математические средства полного разделения наложенных линий элементов с соседними атомными номерами; эффективный учет взаимного влияния элементов; управление процессами накопления, отображения, обработки информации и вывода результатов обработки как на ТЖК УРО, так и на внешние устройства компьютера.

РПП – 12 позволяет: разбивать последовательность точек наблюдений на группы (сечения опробования); выводить на ТЖК содержания элементов в каждой точке наблюдения и по сечению в среднем, а также необходимую техническую информацию; распечатывать результаты опробования в виде отчета.

Технические характеристики РПП-12: диапазон атомных номеров элементов, анализируемых по: К-серии $Z = 20–36$, по L-серии $Z = 46–83$; порог чувствительности $n \cdot 10^{-2} - n \cdot 10^{-3} \%$; диапазон измеряемых содержаний 0–60 %; относительное энергетическое разрешение детектора по линии 1,02фДж (6,4 кэВ) при интегральной загрузке 10кГц не более 20 %; экспозиция измерения 10–100 с; средняя наработка на отказ не менее 1000 ч; средний срок службы 6 лет; напряжение на детекторе 1200 В (паспортная величина – 1800 В, поэтому срок службы дорогого детектора многократно увеличен); Ni-Mn аккумуляторы емкостью 2300 мА·ч; время непрерывной работы: датчика 14 ч, УРО 20 ч; масса блоков прибора: датчика 1,0 кг, УРО 0,5 кг.

Отличительные особенности РПП-12 по сравнению с EDXRF спектрометрами данного класса:

1. Это единственный переносной спектрометр, позволяющий опробовать забои и уступы высотой до 7–8 м без применения специальной техники (самоходные полки, лестницы и прочее).

2. Заметно большая площадь засветки опробуемого объекта по сравнению со спектрометрами «пистолетного» типа с PIN детекторами (15–30 см² против 2–3 см²) и, как следствие, более высокие показатели точности и представительности ЯГФОР.

3. Полное решение проблемы взаимного влияния элементов с соседними атомными номерами (Cu и Zn, например) и эффективный учет матричного эффекта по упрощенному варианту способа фундаментальных коэффициентов (на шлакоотвале Балхашского медьзавода РПП-12 уверенно определял 0,25÷1,0% Cu на фоне очень «тяжелой» матрицы: Pb ≤ 20,0 %, Zn ≤ 15,0 %, Fe ≤ 45 %), несмотря на использование пропорционального детектора излучений.

4. Возможность использования в качестве лабораторного спектрометра.

5. Гораздо больший срок службы пропорционального детектора.

6. Высокая «живучесть» спектрометра (перезагрузка программного обеспечения в течение нескольких минут), что важно при работе на удаленных рудниках.

7. Наличие опции «блокировка работы прибора» в случае, если предварительная обязательная градуировка прошла не штатно.

Рентгенорадиометрический лабораторный спектрометр РЛП-21 предназначен для проведения высокоточного рентгенорадиометрического анализа (РРА) на 34 элемента в истертых или прессованных пробах руд, горных пород, почв, продуктов обогатительных и металлургических производств; в отложениях на фильтрующих элементах и на пленках. РЛП-21 рассчитан на круглосуточный режим эксплуатации. Список определяемых элементов: Cu, Pb, Zn, Ag, Cd, Fe, As, Ba, K, Ca, Ti, V, Cr, Mn, Co, Ni, Ga, Se, Br, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Pd, In, Sn, Sb, Ta, Hg, Bi, W, U, Th.

РЛП-21 состоит из датчика, спектрометрического устройства (СУ), персонального компьютера и принтера. В датчике размещаются: блок возбуждения на основе изотопных источников америций – 241 и промежуточной мишени (Cs), блок управления, Si – Li полупроводниковый детектор (ППД) площадью 100 мм², механизм перемещения турели с пробами, сосуд Дьюара. Управление работой всего спектрометра осуществляет персональный компьютер.

Спектрометрическое устройство (СУ) обеспечивает: время-вариантное формирование импульсов (дифференцирующая линия задержки), стабилизацию базовой линии (уменьшение: деградации разрешения, сдвигов пиков аппаратного спектра с ростом статистической загрузки), режекцию наложенных импульсов на основе устройства таймирования и корректора просчетов («виртуальный» генератор), учет «мертвого» времени, накопление информации в виде аппаратного спектра. СУ имеет в своем составе полный набор технических средств, необходимых для обеспечения работы ППД. Основные технические характеристики СУ: число каналов преобразований – 2048; постоянная времени дифференцирования линии задержки – до 12 мкс. СУ совмещается с блоком управления и размещается в датчике. В конструкцию СУ включены микропроцессор DS5002FP и программируемая логическая интегральная схема (ПЛИС) типа FPGA.

РЛП-21 оснащён уникальным ПО, позволяющим реализовать: 4 режима обработки аппаратных спектров; высокоэффективный способ учета эффекта матрицы – метод фундаментальных коэффициентов; 3 метода расчета коэффициентов полиномиальной функции от содержаний четырех элементов, (обеспечивается оптимальный учет

соотношения линий в сериях при изменении вещественного состава руд); надежную методику идентификации аналитических линий элементов (по 14 параметрам с использованием всех линий K- и L-серий элементов); эффективный учет взаимного влияния элементов; визуальный (на экране монитора) контроль порядкового номера измеряемой пробы.

Технические характеристики РЛП-21: диапазон атомных номеров элементов, анализируемых по: K-серии $Z = 20-51$, по L-серии $Z = 46-83$; диапазон измеряемых содержаний 0–100 %; максимальная величина энергетического разрешения ППД по линии 0,94 фДж (5,9 кэВ) при интегральной загрузке 10кГц, при которой гарантируются метрологические характеристики прибора, 250 эВ; излучение направляется на кювету снизу; экспозиция измерения 415 с (можно – 100–400 с); средний срок службы 6 лет; габаритные размеры датчика 510×510×1000 мм; масса датчика – 60 кг; диаметр кюветы 40 мм; число кювет в турели 10; время перемещения кюветы в зону облучения 5 с.

Отличительные особенности РЛП-21 по сравнению с EDXRF спектрометрами данного класса:

1. РЛП-21 обладает универсальной методикой, позволяющей вести анализ по принципу «объекты анализа разные – градуировка одна». Сходимость результатов РРА и химических анализов на медь иллюстрируется данными, приведенными в табл.

2. РЛП-21 рассчитан на определение низких (1–10 ppm) массовых долей Ag, Cd и ряда других элементов. Он отлично работает на рудах месторождения Нурказган, содержащих в среднем 2,8 ppm Ag и 40,0 ppm Mo. Ни один EDXRF спектрометр на столь бедных рудах работать не может.

3. РЛП-21 без проблем справляется с тестом на государственном стандартном образце руды ГСО-3596, содержащем и As, и Pb, линии которых AsK α и PbL α имеют одинаковую энергию 10,5 кэВ: аттестованные содержания – $C_{As} = 1,21$ %; $C_{Pb} = 0,56$ %; фактические – $C_{As} = 1,21$ %; $C_{Pb} = 0,57$ %. Тест на ГСО–3597 ($C_{As} = 3,96$ %; $C_{Pb} = 0$ %) также положителен: «ложной» аномалии свинца от мышьяка нет – $C_{As} = 3,92$ %; $C_{Pb} = 0,009$ %.

Таблица
Сходимость РРА и химанализа на Си проб промпродуктов Жезказганской (ЖОФ), Сатпаевской (СОФ), Балхашской (БОФ) ОФ и Жезказганского медьзавода (ЖМЗ). РЛП–21 проградуирован на ГСО руд казахстанских месторождений

Промпродукт	Предприятие	Содержание, %				
		Cu		Pb	Zn	Fe
		х/а	РЛП-21	РЛП-21	РЛП-21	РЛП-21
Медный концентрат	ЖОФ	36,77	36,80	3,23	1,82	6,30
Медный концентрат	СОФ	25,75	25,91	9,33	13,34	5,96
Медный концентрат	БОФ	18,20	18,65	0,54	1,31	32,60
Отвальный шлак	ЖМЗ	0,44	0,45	2,18	3,02	14,42
Конвертерный шлак	ЖМЗ	9,13	9,45	16,35	4,60	24,86
Гранулы	ЖМЗ	36,27	36,09	3,52	2,23	9,59
Концентрат с 8-конвертера	ЖМЗ	39,30	39,15	3,23	1,60	7,82
Штейн	ЖМЗ	53,40	53,39	7,98	2,24	12,48
Анодный шлак	ЖМЗ	34,80	35,08	11,73	1,62	10,92
Оборот их цеха корок	ЖМЗ	16,30	16,18	20,17	3,61	15,86
Оборотная пыль	ЖМЗ	12,50	12,16	39,47	4,37	1,76
Материал из коробок	ЖМЗ	41,85	42,18	4,45	1,23	7,55

4. Точность РРА на РЛП-21 соответствует III категории точности (точность рядового химанализа) по ОСТ 41 – 08 – 205 – 04. Прибор довольно уверенно определяет содержания Ag в ГСО 4822 ДВГ (0,40 г/т) и ГСО 8076 (0,67 г/т) при точности анализа по IV категории.

5. Пределы обнаружения элементов (с надежностью 99,7 %): Ag – 1,2 ppm (норматив 2,1 ppm), Cd – 1,35 ppm (норматив 5,0 ppm); Zn – 0,0058 % (норматив 0,011 %), Pb – 0,0084 % (норматив 0,037 %).

В спектрометре РЛП-21Т вместо радионуклидов Am-241 используется портативный рентгеновский моноблок; ППД с термоэлектрическим охлаждением; исполнение спектрометра – настольное. Пилотный вариант РЛП-21Т работает на Карагайлинской ОФ с 2005 года. Там же работает РЛП-21Т, обеспечивающий анализ на 25 элементов: Cu, Pb, Zn, Mo, Fe, Ba, Ca, S, K, Ti, Cr, Mn, Co, Ni, As, Se, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Ta, Bi, W. Такой же РЛП-21Т работает на руднике Кусмурун в составе мобильного аналитического комплекса (дробилка щековая ДСА, истиратель ИВ-3б, спектрометр РЛП-21Т). Два таких же РЛП-21Т работают на Балхашской ОФ (здесь пробы прессуются).

Два самых современных РЛП-21Т работают на Нурказганской ОФ. В первом из них число определяемых элементов – 28: Cu, Pb, Zn, Fe, Mo, Ag, Cd, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Co, Ni, As, Se, Rb, Sr, Zr, Y, Nb, Pd, Sn, Sb, Ba, Ta, W, Bi. (экспозиция измерений 220 с), а второй способен дополнительно определять легкие (Al, Si, S) элементы без использования вакуумной камеры или инертного газа (анализ на легкие элементы проводится отдельно).

Сейчас на предприятиях ТОО «Корпорация Казахмыс» в эксплуатации находятся: 8 РЛП – 21, 7 РЛП-21Т и 34 РПП-12.

Спектрометры РПП-12, РЛП-21 и РЛП-21Т занесены в Государственный реестр средств измерительной техники Республики Казахстан.

ОЦЕНКА РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ФОРМУЛ ДЛЯ РАСЧЕТА ВЕРТИКАЛЬНЫХ ПРОИЗВОДНЫХ ГРАВИМАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ

В.С. Чалкин

Научный руководитель доцент Е.В. Гусев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При выделении слабых аномалий в гравимгниторазведке чаще всего используется расчет высших производных измеряемых полей. Порядок производных обычно не превышает двух из-за нарастания погрешностей при дифференцировании. По этой причине существует большое количество расчетных формул, в разной степени сглаживающих погрешности наблюдений.

Распространено мнение [1, 2], что физическая сущность высших производных, полученных по различным формулам, не тождественна и что величины производных являются не истинными значениями их, а некоторыми функциями, приближающимися к ним. Производная одна, функций же столько, сколько формул. В ряде случаев внешне эффектное обоснование формул, выполненное при помощи сложного математического аппарата, привлекает определенное внимание, тогда как в действительности формулы получаются «грubbyми».

Целью работы было отыскание практического критерия и алгоритма для определения рабочей формулы, которая бы в наибольшей степени сглаживала погрешности и при этом не пропускала малоамплитудные полезные аномалии (при условии, что ширина аномалии превышает шаг наблюдений не менее, чем в пять раз).

Большое количество формул для расчета вторых *горизонтальных* производных рассмотрено в работе [3]. Для расчета же вторых *вертикальных* производных наиболее простые и поэтому часто применяемые формулы можно получить на основе уравнения Лапласа:

$$U_{xx} + U_{yy} + U_{zz} = 0,$$

где U_{xx} , U_{yy} , U_{zz} – вторые производные потенциальной функции U по соответствующим осям.

Поскольку для двумерных тел $U_{yy} = 0$, то вторая вертикальная производная функции U равна второй ее горизонтальной производной с обратным знаком:

$$U_{zz} = -U_{xx}.$$

Если под функцией U понимать силу тяжести V_z , то будет справедливым равенство:

$$V_{zzz} = -V_{zxx}.$$

Поэтому при сравнительном анализе использовались семь различных формул для расчета U_{xx} , взятых из работы [3].

Формула двойного трехточечного дифференцирования:

$$V_{zzz} = -\frac{1}{4 \cdot q^2} \cdot [2 \cdot V_z(0) - \bar{V}_z(2q)] \quad (1)$$

Пятиточечные формулы:

а) равноотстоящих точек

По А. К. Маловичко:

$$V_{zzz} = -\frac{1}{6 \cdot q^2} \cdot [-15 \cdot V_z(0) + 16 \cdot \bar{V}_z(q) - \bar{V}_z(2q)]. \quad (2)$$

По Ланцошу:

$$V_{zzz} = -\frac{1}{7 \cdot q^2} \cdot [-2 \cdot V_z(0) - 2\bar{V}_z(q) + 4\bar{V}_z(2q)]. \quad (3)$$

б) неравноотстоящих точек

$$V_{zzz} = -\frac{1}{21 \cdot q^2} \cdot [-2V_z(0) - 3\bar{V}_z(q) + 5\bar{V}_z(3q)]. \quad (4)$$

Девятиточечная формула:

$$V_{zzz} = -\frac{1}{858 \cdot q^2} \cdot [-185 \cdot V_z(0) - 211 \cdot \bar{V}_z(q) + 151 \cdot \bar{V}_z(2q) + 371 \cdot \bar{V}_z(3q) - 126 \cdot \bar{V}_z(4q)]. \quad (5)$$

Одиннадцатиточечные формулы:

$$V_{zzz} = -\frac{1}{q^2} \cdot [-0,8385 \cdot V_z(0) + 0,1841 \cdot \bar{V}_z(q) - 0,789 \cdot \bar{V}_z(2q) - 0,1085 \cdot \bar{V}_z(3q) - 0,0315 \cdot \bar{V}_z(4q) + 0,0053 \cdot \bar{V}_z(5q)]$$

$$V_{zzz} = -\frac{1}{q^2} \cdot [-0,0233 \cdot V_z(0) - 0,0420 \cdot \bar{V}_z(q) - 0,0280 \cdot \bar{V}_z(2q) - 0,0047 \cdot \bar{V}_z(3q) + 0,0280 \cdot \bar{V}_z(4q) + 0,0699 \cdot \bar{V}_z(5q)].$$

Обозначения в формулах: q – шаг по профилю, $V_z(0)$ – значение поля в центральной (расчетной) точке, $V_z(q)$, $V_z(2q)$, ... – среднее значение поля на обозначенном цифрой количестве шагов.

Вычисление производных проводилось от поля сложной модели, составленной из прямоугольных параллелепипедов (рис. 1) с наложением наклонного регионального фона и введением случайной погрешности в 0,01 мГл.

Несмотря на то, что операция вычисления производных в интегральном виде является высокочастотным фильтром, частотные характеристики дискретных трансформаций являются полосовыми фильтрами [2, 4, 5].

Для оценки разделительных возможностей формул считались производные V_{zzz} от полученной модели и среднеквадратические погрешности (СКП) в неаномальной части поля.

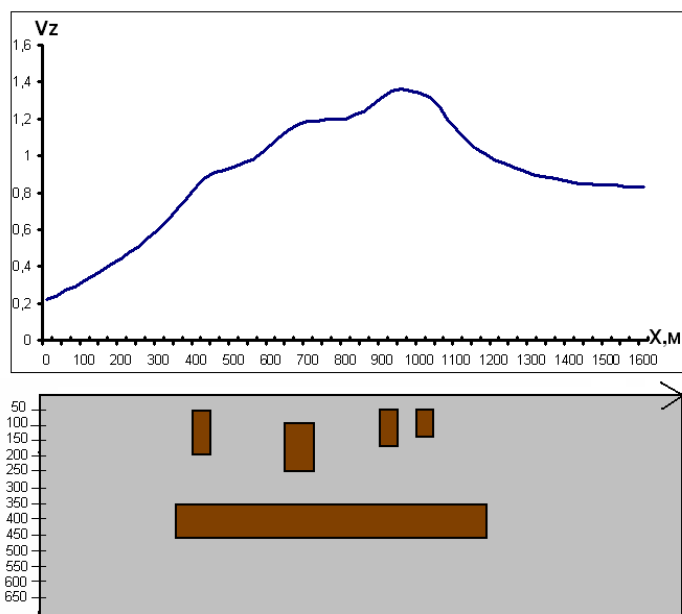


Рис. 1. Петроплотностная модель и гравитационное поле от нее (в мГл)

Также были получены частотные характеристики приведенных дискретных трансформаций и построен график зависимости СКП формул от положения максимумов их частотных характеристик (рис. 2).

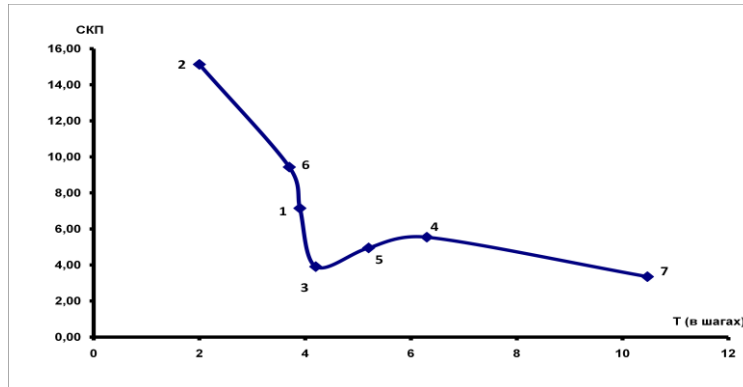


Рис. 2. Зависимость между средними квадратическими погрешностями формул и положениями максимумов их частотных характеристик (номера формул указаны на графике)

Как это видно из рис. 2, максимальными погрешностями характеризуется формула (2), а минимальными – формулы (3) и (7). Результаты расчетов производных V_{zzz} от модельного графика V_z по этим формулам проиллюстрированы на рис. 3.

В идеальном случае на графиках V_{zzz} должны локализоваться аномалии от четырех тел верхней части модели без значительных искажений. Судя по приведенным данным, пятиточечная формула (2), имеющая максимум частотной характеристики на двух шагах дискретизации, сильно подчеркивает погрешности наблюдений и на их фоне сложно выделить искомые аномалии.

Формула Ланцоша (3) имеет максимум частотной характеристики при четырех шагах дискретизации и четко выделяет все четыре объекта, при этом незначительно подчеркивая погрешности. Одиннадцатиточечная формула (7) имеет максимум частотной характеристики при 10 шагах дискретизации, хорошо сглаживает погрешности наблюдений, но при этом два сближенных объекта в правой части модели воспринимаются как единый объект. Более подробный анализ всех результатов показал, что наиболее приемлемыми формулами локализации объектов в данном случае являются формулы (1), (3) и (5).

Алгоритм такого совместного анализа частотных характеристик и средних квадратических погрешностей мы предлагаем использовать в каждом конкретном случае для выбора оптимальной формулы.

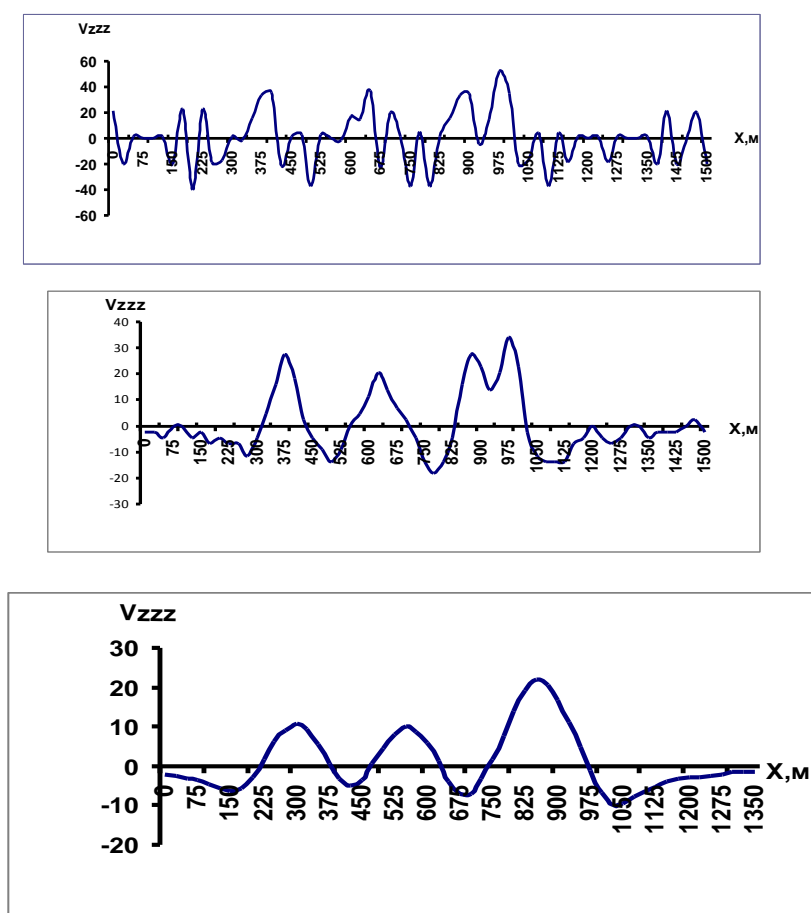


Рис. 3. Графики V_{zzz} (в мГл/км²) от модельного поля V_z , рассчитанные по формулам 2, 3, 7 (сверху вниз)

Литература

1. Автеньев Г. К. Интерпретация гравимагнитных аномалий на основе трансформаций. -- Томск: Изд. ТПУ, 1991.
2. Гладкий К. В. Гравиразведка и магниторазведка. - М.: Недра, 1967.
3. Маловичко А. К., Тарунина О. Л. Использование высших производных при обработке и интерпретации геофизических наблюдений. - М.: Недра, 1981.
4. Серкерев С. А. Спектральный анализ в гравиразведке и магниторазведке. -- М.: Недра, 1991.
5. Серкерев С. А. Гравиразведка и магниторазведка. -- М.: Недра, 1999.