

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ РАЗВЕДКЕ НЕДР

Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием, посвященной 70-летию основания
в Томском политехническом институте
кафедры «Геофизические методы поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых»

20–23 апреля 2016 г.

Издательство
Томского политехнического университета
2016

УДК 550.83(063)
ББК 26.34:26.2л0
Г36

Г36 **Геофизические методы при разведке недр:** материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 70-летию основания в Томском политехническом институте кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 315 с.

ISBN 978-5-4387-0636-6

В сборнике представлены доклады участников Всероссийской научно-практической конференции «Геофизические методы при изучении недр». Приведены результаты исследований оригинальными методами и технологиями, которые применяются для решения задач региональной геологии, рудной и нефтегазовой геологии, гидрогеологических и инженерно-геологических задач.

Публикуемые материалы полезны широкому кругу специалистов и научных работников, занимающихся разработкой и применением геофизических методов разведки недр.

УДК 550.83(063)
ББК 26.34:26.2л0

Организационный комитет

Председатель – д-р геол.-минерал. наук А.К. Мазуров (ТПУ, Томск)
Зам. председателя – канд. геол.-минерал. наук Ю.В. Колмаков (ТПУ, Томск)
Отв. секретарь – д-р геол.-минерал. наук В.И. Исаев (ТПУ, Томск)

Консультативный комитет

д-р геол.-минерал. наук Р.М. Бембель (ТГНГУ, Тюмень)
д-р техн. наук Н.Н. Гриб (СВФУ, Нерюнгри)
д-р физ.-мат. наук А.С. Долгаль (ГИ УрО РАН, Пермь)
д-р геол.-минерал. наук Л.Я. Ерофеев (ТПУ, Томск)
Н.Н. Ильин (администрация Томской области, Томск)
П.В. Казанцев (ООО «Томскгазпромгеофизика, Томск)
А.В. Комаров (Департамент по недропользованию по ЦСО, Томск)
член-кор. РАН В.А. Конторович (ИНГГ СО РАН, Новосибирск)
канд. геол.-минерал. наук Ф.Д. Лазарев (Норильский филиал ВСЕГЕИ, Норильск)
канд. геол.-минерал. наук Э.Н. Линд (ГП КрасНИИГГиМС, Красноярск)
д-р геол.-минерал. наук А.М. Петрищевский (ИКАРП ДВО РАН, Биробиджан)
академик НАН Украины В.И. Старостенко (ИГ НАН Украины, Киев)

ISBN 978-5-4387-0636-6

© ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2016
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2016

ТЕОРИЯ МЕТОДОВ, МЕТОДИКА, РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Бембель Р.М.

Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень

Геосолитонная парадигма эволюции Земли и месторождений углеводородов даёт новые представления о природе геологических процессов и местоположении локальных высокодебитных залежей нефти и газа. Высокорастворяющие геофизические исследования на основе геосолитонных представлений являются важнейшим инструментом для получения больших объёмов добычи при значительном сокращении затрат на бурение разведочных и эксплуатационных скважин.

Анализ традиционной стратегии поисков, разведки и разработки месторождений УВ

В Западной Сибири на рубеже XX–XXI веков чётко проявляются существенные изменения основных тенденций и направлений геофизических исследований при поисках, разведке и, особенно, разработке месторождений углеводородов. Причиной таких изменений является накопленный опыт, который указывает на главные ошибки сложившейся и ставшей традиционной стратегии поиска, разведки и разработки. Цена этих ошибок выражается в относительно невысокой экономической и геологической эффективности добычи большинства месторождений.

Упрощённые априорные представления о природе геофизических процессов и традиционная нефтегазовая теоретическая геология оказались неадекватными реальному проявлению геофизических явлений и геологическому строению, что повлекло за собой соответствующие упрощённые методики полевых геофизических работ, обрабатывающих программ и геолого-геофизической интерпретации получаемых материалов. В целом всё это привело к систематической передаче в разработку недоразведанных месторождений нефти и газа с искажёнными геолого-геофизическими моделями. Как следствие уже этих модельных ошибок все системы подсчёта запасов и технологические схемы эксплуатации месторождений фактически выполнялись по искажённым и ошибочным геолого-промышленным моделям и представлениям, что, в свою очередь, привело к весьма неэффективной и дорогостоящей разработке месторождений нефти и газа.

Общее положение в нефтегазовой отрасли было ещё более осложнено усердиями по совершенствованию методов воздействия на тот самый, якобы, непрерывный, нефтяной пласт, модель которого уже на этапах поиска и разведки была ошибочна. Поэтому финансовая и техническая мощь нефтяной отрасли были направлены по ложному пути, на совершенствование технологии дорогостоящего бурения. Только сейчас начинает возникать понимание, что определяющую роль во всей нефтегазовой отрасли играют, прежде всего, близкие к истине геолого-геофизические концепции и соответствующие им полевые методики и обрабатывающие программные комплексы, системы геологической интерпретации, а не инвестиции в технологии, основанные на ложных представлениях о модели месторождения и моделях геофизических полей. К сожалению, это понимание пока отсутствует как раз на тех этажах макроэкономики, где принимаются ключевые управленческие

решения, поэтому процесс «стремительного подъёма вниз» в нефтяных компаниях все еще продолжается.

Геофизика – это «глаза и образы» нефтяной геологии. Именно несовершенные «глаза» и ошибочные «образы» геолого-промысловых моделей прежде всего явились первопричиной последующих негативных результатов во всем комплексе от поисков и разведки до подсчёта запасов, нерентабельной разработки и разрушений месторождений нефти и газа.

Главная тенденция дальнейшего развития – смена концептуальных основ в теоретической геофизике и геологии

Главной тенденцией дальнейшего развития геофизических исследований при нефтегазопромысловых и разведочных работах в Западной Сибири следует считать смену концептуальных основ в теоретической геофизике и геологии. При этом инициатива в сфере теоретической геологии должна полностью перейти к геофизикам, владеющим сегодня главным инструментом для изучения глубинных геосфер Земли. Именно ошибочные постановки геологических задач явились главной причиной неадекватных результатов геофизических исследований. Еще немецкий философ И. Кант говорил, что человек может видеть только то, что он уже имеет в голове в виде априорного образа. Всё так и происходит в нефтегазовой геологии и геофизике: геологи и геофизики стараются увидеть на своих материалах те геологические объекты и явления, которые определены ошибочно априори в геологическом задании.

Так многие десятки лет геофизики в Западной Сибири по заданию геологов искали гигантские месторождения типа «Самотлора». Такая гигантомания предопределила и масштаб сетки геофизических наблюдений, что, в конце концов, привело к тому, что гигантское количество реальных нефтегазовых малоразмерных по площади, но богатых по запасам месторождений было за эти десятки лет просто пропущено на «изученных» территориях. Следует заметить, что и сам Самотлор, на котором пробурено около 20 000 скважин, из которых высокодебитными и рентабельными оказались всего несколько сотен, т. е. менее 1 %, тоже «рассыпался» на множество отдельных залежей, которые объединялись в одно целое только на основе априорных желаний.

Совершенно очевидно, что для «реанимации» этого бывшего гиганта, на котором обводнёность добываемой продукции уже достигла 98 %, тоже необходима прежде всего геолого-геофизическая разведка на новой концептуальной основе. Лучше всего это можно было бы сделать с помощью высокоразрешающей объемной сейсморазведки (ВОС).

Переориентация целевых геологических моделей на существенно малоразмерные по площади локальные залежи углеводородов вносит принципиальные изменения во все технологические элементы взаимосвязанных звеньев цепи поисков, разведки, освоения и высокорентабельной добычи углеводородов.

Многokратное сокращение объёмов и затрат на разведочное и эксплуатационное бурение наряду со значительным повышением объёмов сейсморазведки высокого пространственного разрешения – в этом заключается одна из основных особенностей стратегии освоения сложнопостроенных нефтегазовых полей в Западной Сибири. Такая тенденция связана с тем, что поиски и разведка каждой отдельной залежи или целой «вертикальной гирлянды залежей», контролируемых одной геосолитонной трубкой, должны выполняться по технологиям ВОС, с целью обеспечения точного местоположения как разведочных, так и эксплуатационных скважин.

Традиционно считается недопустимым подсчёт запасов и разработка месторождений без предварительного бурения разведочных скважин. Поэтому для реализации успешного освоения малоразмерных по площади и многопластовых по вертикали систем залежей УВ потребуются значительные изменения концептуальной и законодательной базы недропользования. Только из-за несовершенства этой базы сегодня в Западной Сибири широко распространено мнение о значительном сокращении запасов углеводородов. Фактически же благодаря применению ВОС и детализационным профильным исследованиям в последние годы в сотни раз возросло число потенциально содержащих нефть ловушек, которые не могут быть отнесены к категориям запасов только из-за несовершенства правовой основы недропользования и квалифицируются лишь как потенциальные ресурсы.

Высокоразрешающая объёмная сейсморазведка

Высокоразрешающее объёмное сейсмовидение, освобождённое от догм устаревших геологических представлений, позволяет увидеть принципиально новые геологические объекты и соответствующие им геофизические явления. Традиционная теоретическая геология о существовании таких объектов или вообще не подозревала, или считала «помехами», или имела о них весьма приближенные и сильно искажённые представления.

Именно к такому роду нестандартных объектов относятся узкие, иногда прерывистые и часто трубкообразные субвертикальные зоны деструкции (СЗД) горных пород, уходящие глубоко в фундамент. Поперечный диаметр таких «трубок» чаще всего близок к пределу латеральной разрешённости объёмного сейсмовидения. Вот почему они долгое время оставались «невидимыми» на стандартных сейсмических временных разрезах, получаемых традиционно с очень сильно сглаживающими процедурами обработки с целью «улучшения корреляции сейсмических отражающих горизонтов». Только при полном отказе от всех процедур сглаживания по латерали и усилению высокочастотных компонентов в спектре сейсмических сигналов удастся увидеть узкие СЗД с поперечной шириной менее 50–100 м.

Однако при относительно невысоком соотношении сигнал/помеха возникает новая проблема: СЗД легко увидеть на временном разрезе, но трудно отличить от обычного нерегулярного шума. И только на высококачественных и высокоразрешенных сейсморазведочных разрезах и горизонтальных сечениях материалов объёмной геофизики удастся надёжно выделить и интерпретировать этот принципиально новый для нефтегазовой геологии очень важный тип геологических объектов.

На временных разрезах, полученных по результатам 2D-сейсморазведки, тоже трудно определить локальные трубчатые тела, так как их по традиции чаще принимают за более привычные тектонические нарушения. Более того, даже по материалам объёмной сейсморазведки многие геофизики их чаще интерпретируют как «короткие» разрывные нарушения только потому, что не имеют в собственном сознании образов трубчатых СЗД геосолитонного происхождения. Все дело здесь именно в генетических моделях геотектонических процессов: человек видит и верит только тому, механизм образования чего ему понятен. Непонимание геосолитонного механизма, имеющего главным образом вихревую структуру геодинамического воздействия, и приводит к выделению по материалам объёмной сейсморазведки бессистемных «рваных», как часто пишут в отчетах, и очень коротких дизъюнктивных нарушений, механизм которых хорошо всем понятен еще со студенческой скамьи.

Нелинейные вихревые и солитонные процессы пока не входят ни в школьную, ни в университетскую программу обучения, поэтому и возникают проблемы с геологической интерпретацией на основе новой геосолитонной концепции [1, 2, 3].

Выводы

Вместе с тем, нефтегазопромысловое значение геосолитонных процессов и СЗД, как следов этих процессов, на геологических и геофизических материалах и сейсморазведочных разрезах трудно переоценить.

Во-первых, эти процессы приводят к активной генерации УВ в пределах почти каждого месторождения и почти каждой отдельной залежи.

Во-вторых, именно СЗД контролируют зоны максимальных дебитов и зоны потенциальных очагов восстановления извлекаемых запасов углеводородов.

В-третьих, осевые области СЗД представляют потенциальные очаги технической аварийности для скважин. Поэтому обязательно следует избегать пересечения осевой линии СЗД наклонными и вертикальными скважинами.

В-четвертых, СЗД являются основными объектами для «реанимации» старых месторождений, занесенных в список истощённых. Одним из успешных путей «реанимации» залежей, вероятно, может быть выявление с помощью повторных и стационарных геофизических исследований современных наиболее геодинамически активных СЗД с целью постановки на них различных активизирующих мероприятий.

В-пятых, только через геосолитонный механизм формирования СЗД, вероятно, удастся разрешить проблему поиска, разведки и разработки малоразмерных восстанавливаемых залежей нефти как внутри баженовской свиты, так и внутри фундамента. Эти проблемы стоят в Западной Сибири многие десятки лет.

Особое внимание следует обратить на то, что феномен малоразмерных залежей нефти внутри баженовской свиты полностью противоречит концепции чисто органического происхождения нефти и является убедительным аргументом в пользу предлагаемой геосолитонной концепции дегазации Земли, согласно которой и происходит образование большинства месторождений углеводородов.

Литература

1. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. – Тюмень: «Вектор Бук», 2003. – 344 с.
2. Бембель Р.М., Огнев И.А. Как Земля с Вселенной говорит... Эфир-геосолитонная концепция. – Тюмень: ТГНГУ, 2013. – 507 с.
3. Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. – М.: Локус Станди, 2009. – 256 с.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОДВОДНЫХ ВУЛКАНИЧЕСКИХ СТРУКТУР КУРИЛЬСКОЙ ОСТРОВНОЙ ДУГИ

¹Блох Ю.И., ²Бондаренко В.И., ³Долгаль А.С., ³Новикова П.Н.,
⁴Рашидов В.А., ⁵Трусов А.А.

¹ Москва; ² Костромской ГУ им. Н.А. Некрасова, Кострома;
³ Горный институт УрО РАН, Пермь; ⁴ Институт вулканологии
и сейсмологии ДВО РАН, Петропавловск-Камчатский;
⁵ ЗАО «ГНПП Аэрогеофизика», Москва

По материалам, полученным в рейсах НИС «Вулканолог», изучено глубинное строение ряда подводных вулканических структур Курильской островной дуги. Оценены масштабы, формы, а в ряде случаев определена и стадийность проявления подводной вулканической деятельности.

Введение

Исследование подводных вулканических структур имеет фундаментальное и практическое значение, так как области современного вулканизма оказывают огромное непосредственное воздействие на природную среду и жизнедеятельность людей.

При комплексном геолого-геофизическом исследовании подводного вулканизма Тихого океана с борта НИС «Вулканолог» детально изучены позднекайнозойские подводные вулканы Кермадек Соломоновой, Марианской, Идзу-Бонинской, Курильской островных дуг, Новогвинейского и Южно-Китайского окраинных морей, «горячей точки» Сокорро и меловые гайоты Магеллановых гор (рис. 1).

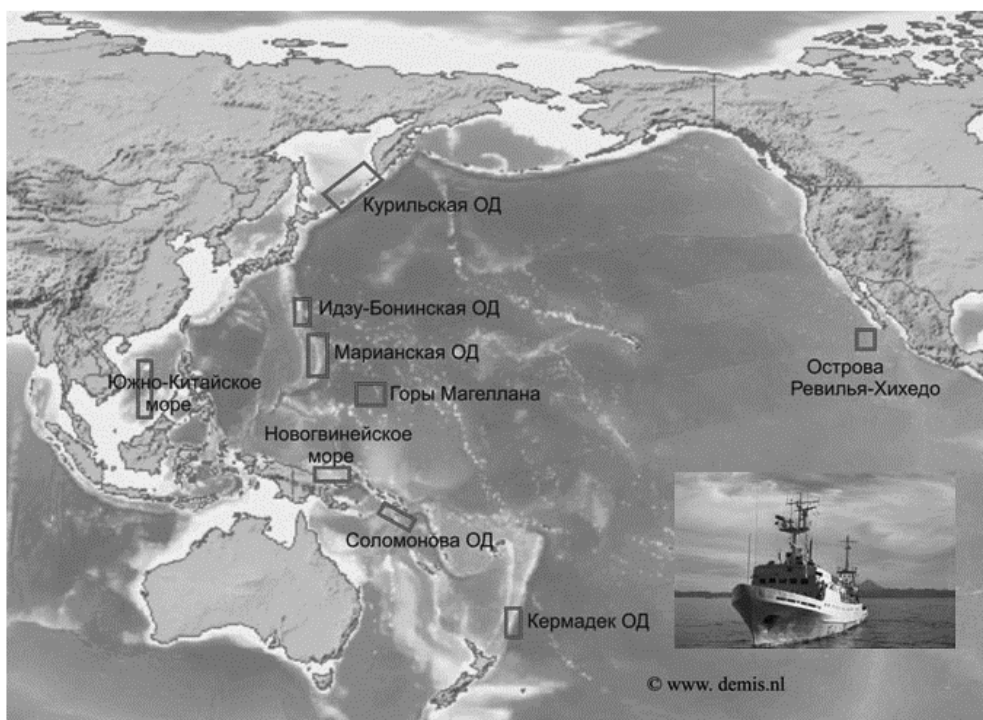


Рис. 1. Районы исследований проявлений подводного вулканизма в Тихом океане с борта НИС «Вулканолог»

Комплекс экспедиционных исследований

В комплекс вулканологических исследований входили эхолотный промер, непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСП), гидромагнитная съемка (ГМС) и драгирование. На первом этапе на ходу судна выполнялись профильные или полигонные геофизические наблюдения, а на втором – в выбранных точках обрабатывались станции драгирования. Использовалась единая служба судового времени, позволявшая синхронизировать работу всей регистрирующей аппаратуры и приводить результаты измерений к единым координатам времени и пространства. Навигационная привязка геофизических профилей и геологических станций осуществлялась с помощью судовых радиолокаторов и спутниковой навигационной системы.

Полигонные геофизические исследования выполнялись при скорости судна от 1–2 до 7–11 узлов. Они проводились по сети галсов, выбранной с учетом задач стоящих перед комплексными вулканологическими исследованиями, и наличия судового времени. Межгалсовое расстояние при проведении геофизических исследований выбиралось исходя из предполагаемых размеров изучаемых объектов.

Технология интерпретация наблюдений

В последние годы усилия авторского коллектива направлены на изучение подводных вулканических структур Курильской островной дуги (КОД). Для этого разработана эффективная технология количественной интерпретации материалов ГМС в комплексе с эхолотным промером, НСП, анализом естественной остаточной намагниченности и химического состава драгированных горных пород, которая позволяет проводить интерпретацию непосредственно по исходным данным, не прибегая к процедуре их предварительного восстановления в узлах регулярной сети [1–4].

Применяются методы особых точек в 2D-варианте (система СИНГУЛЯР), 2.5D-моделирование на отдельных галсах и последующее 3D-моделирование с (программы ИГЛА (рис. 2) и REIST (рис. 3) (пакет СИГМА-3D)) по всему массиву данных на базе модели субгоризонтального слоя с латерально изменяющейся намагниченностью.

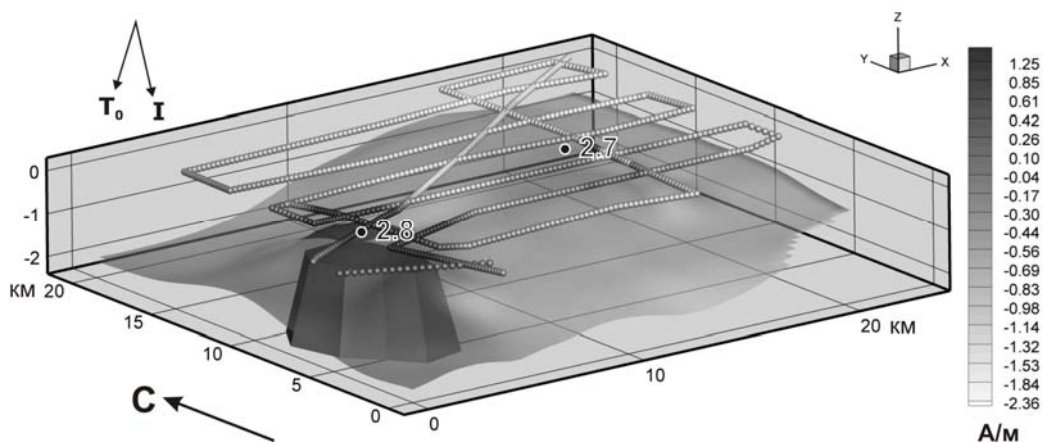


Рис. 2. Уточнение ориентировки вектора намагниченности пород подводных вулканов 2.7 и 2.8 с помощью программы ИГЛА

Для изучения глубинного строения подводных вулканов использовались метод интерпретационной томографии и монтажный метод решения 2.5D-обратной задачи магниторазведки по отдельным галсам (рис. 4).

Результаты

С помощью применяемой технологии изучено строение ряда подводных вулканов Курильской островной дуги (КОД) и выявлены лавовые потоки, лавовые пробки, вершинные кальдеры. Оценены масштабы, формы, а в ряде случаев определена и стадийность проявления подводной вулканической деятельности. Установлены возможные местоположения магматических камер и направления подводящих каналов, строение застывших магматических систем подводных вулканов КОД, а также сделаны предположения о возрасте формирования некоторых подводных вулканических структур [1–4].

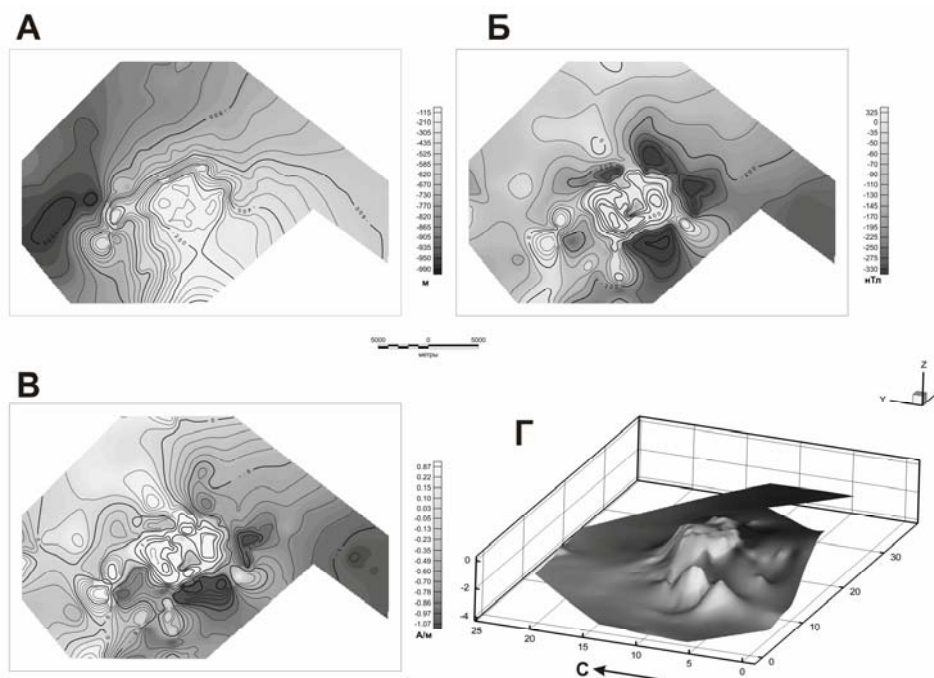


Рис. 3. Подводный вулкан Григорьева: А – батиметрия; Б – аномальное магнитное поле ΔT_a ; В – распределение эффективной намагниченности вулкана; Г – распределение эффективной намагниченности, изображенное на поверхности вулкана

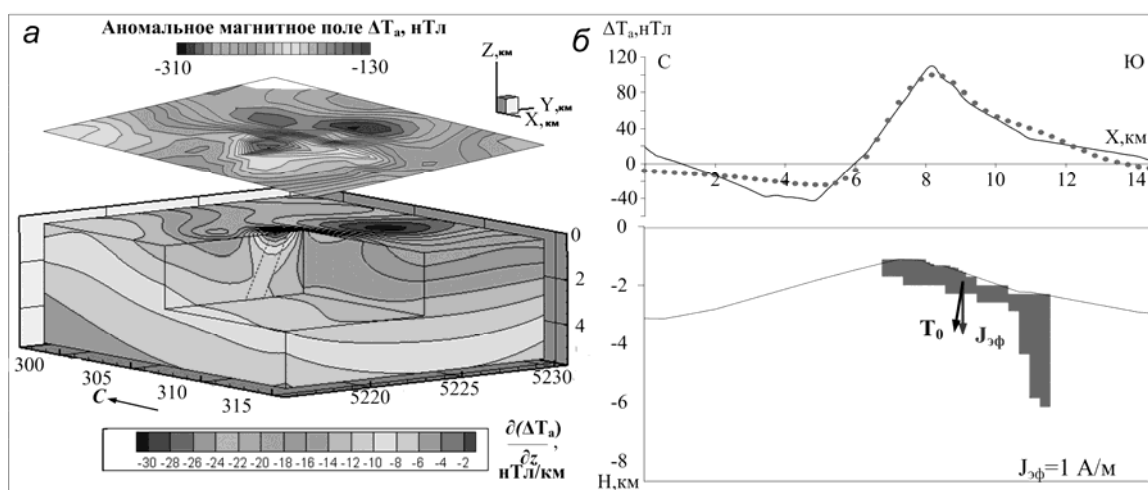


Рис. 4. Интерпретационная томография (а) и решение обратной задачи (б) магниторазведки для подводного вулкана Обручева

Модернизация существующего интерпретационного комплекса за счет применения новых современных алгоритмов позволила установить, что векторы естественной остаточной намагниченности изученных подводных вулканических структур не совпадают по направлению с современным геомагнитным полем [5]. Образование этих подводных вулканических построек КОД вероятнее всего происходило в периоды глобальных геомагнитных возмущений.

Привлечение информации о гравитационном поле КОД, получаемой с помощью спутниковой интерферометрической радарной альтиметрии, показало, что вычисленные таким образом аномалии Фая весьма четко отражают расположение подводных вулканов КОД и позволяют проводить количественную оценку параметров геоплотностных неоднородностей. В результате анализа особых точек функций, описывающих аномалии Фая, выполненного для ряда подводных вулканов с помощью интегрированной системы СИНГУЛЯР, установлено, что они приурочены к вершинам подводных вулканов.

Заключение

Проведение комплексных геолого-геофизических исследований с борта НИС «Вулканолог» позволило получить кондиционные данные, а их последующая обработка в рамках интеграции академической, вузовской и отраслевой науки, ученых из различных городов России с помощью современных интерпретационных технологий существенно расширило имеющиеся представления о масштабах и формах проявления подводного вулканизма в КОД.

В результате выполненных работ были открыты новые вулканические постройки, сделаны предположения о возрасте формирования ряда подводных вулканов и изучено их глубинное строение, уточнены основные черты неотектоники КОД. Работа выполнена при поддержке РФФИ (проекты 15-05-02955-а и 15-05-01823-а).

Литература

1. Блох Ю.И., Бондаренко В.И., Долгаль А.С., Новикова П.Н., Рашидов В.А., Трусов А.А. Современные интерпретационные технологии при комплексном моделировании подводного вулкана Макарова (Курильская островная дуга) // Геоинформатика. – 2012. – № 4. – С. 8–17.
2. Блох Ю.И., Бондаренко В.И., Долгаль А.С., Новикова П.Н., Рашидов В.А., Трусов А.А. Комплексные геофизические исследования подводного вулкана 6.1, Курильская островная дуга // Геофизика. – 2012. – № 2. – С. 58–66.
3. Блох Ю.И., Бондаренко В.И., Долгаль А.С., Новикова П.Н., Рашидов В.А., Трусов А.А. Комплексное моделирование подводных вулканов 2.7 и 2.8 (Курильская островная дуга) // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. – 2013. – № 1. – Вып. 21. – С. 77–85.
4. Блох Ю.И., Бондаренко В.И., Долгаль А.С., Новикова П.Н., Пилипенко О.В., Рашидов В.А., Трусов А.А. Применение современных компьютерных технологий для исследования подводного вулканического центра вблизи юго-западной оконечности о. Симушир (Курильская островная дуга) // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. – 2014. – № 2. – Вып. 24. – С. 27–40.
5. Блох Ю.И., Рашидов В.А., Трусов А.А. Новые информационные технологии геофизического изучения подводных вулканов Курильской островной дуги // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 42-й сессии Международного научного семинара им. Д.Г. Успенского (г. Пермь, 26–30 января 2015 г.). – Пермь: Горный ин-т УрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-т., 2015. – С. 18–21.

ТОМОГРАФИЧЕСКИЕ ТРАНСФОРМАЦИИ ГЕОПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ И ИХ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Бычков С.Г.

Горный институт УрО РАН, Пермь

В настоящее время разработаны многочисленные методы трансформаций, которые позволяют разделять гравитационное или магнитное поле на составляющие, отождествляемые с влиянием разноглубинных слоев горных пород при минимуме априорной информации об источниках. Возможность получения трехмерной картины распределения поля в пространстве делает эти методы весьма привлекательными для геологов и геофизиков. Однако геологическая интерпретация 3D-изображений поля не должна сводиться к нанесению на срез объемных моделей полей контуров геологических объектов или стратиграфических границ. Только использование методов количественной интерпретации позволяет из 3D модели поля создать физико-геологическую модель геологического разреза.

Краткий обзор проблемы

Векторное сканирование геопотенциальных полей, реализованное в компьютерной технологии VECTOR, было создано в Горном институте УрО РАН под руководством В.М. Новоселицкого более 20 лет назад [1]. Одним из основных достоинств векторного сканирования, которое определило большую ее востребованность в практике геофизических работ, является возможность получения трехмерной картины распределения физических свойств пород и локализации источников аномалий в пространстве. В настоящее время разработаны многочисленные алгоритмы формирования трехмерных моделей различных параметров (характеристик) потенциальных полей, имеющие целью пространственное отображение строения геологической среды, и можно считать, что сформировалось новое направление в теории интерпретации потенциальных полей, получившее название интерпретационной томографии [2]. Векторное сканирование классифицируется как один из вариантов фильтрационной томографии геопотенциальных полей.

Методы интерпретационной томографии весьма привлекательны для геологов и геофизиков, поскольку они позволяют разделять интерпретируемое поле на составляющие, отождествляющиеся с влиянием разноглубинных слоев горных пород при минимуме априорной информации об источниках, не требуют трудоемких процедур построения начального приближения, необходимых в классических методах автоматизированного подбора поля, используют сравнительно быстрые вычислительные алгоритмы, допускающие обработку больших объемов исходной информации. Кроме того, широкий выбор способов визуализации результативных интерпретационных построений дает возможность построения различных вариантов пространственных распределений геоплотностных (геомагнитных) неоднородностей в исследуемом объеме среды. Возможность хотя бы приближенно совмещать трехмерные модели характеристик геопотенциальных полей с моделями геологической среды облегчает анализ природы геофизических аномалий и выводит его на новый качественный уровень.

Одна из таких методик томографической интерпретации, разработанная в Казахстане (Матусевич, 2006), основана на осреднении гравитационного поля с многократной полосовой фильтрации и реализована в компьютерной системе объемного

гравиметрического моделирования СПОГМ. В основе расчета объемных моделей поля лежит многократная полосовая фильтрация с постепенным изменением параметров фильтра в сторону низких частот. Значительное число алгоритмов объемного преобразования полей реализовано в комплексе программ спектрально-корреляционного анализа данных COSCAD-3D (Петров, 2005).

Сопоставление различных методик томографических преобразований гравитационного поля в геологических условиях Прикаспийской впадины позволило оценить возможности их использования для повышения эффективности интерпретации гравитационного поля при изучении солянокупольных структур [3]. Эксперименты выполнены на участке гравиметрической съемки, расположенном в центральной части Прикаспийской впадины, где развита интенсивная соляная тектоника. На площади проведены также сейсмические исследования по редкой сети профилей. По одному из сейсмических профилей, график аномалий силы тяжести по которому представлен на рис. 1, а, выполнены различные томографические преобразования гравитационного поля. Результат, полученный в системе СПОГМ и увязанный с данными сейсморазведки, представлен на рис. 1, б. Положение кровли и подошвы соленосной толщи, показанное на разрезе черными линиями, получено на основе решения обратной задачи гравиразведки методом подбора и согласовано с сейсмическим разрезом. На рис. 1, в и 1, г представлены соответственно вертикальные сечения 3D-диаграмм поля, полученные в системах VECTOR и COSCAD-3D.

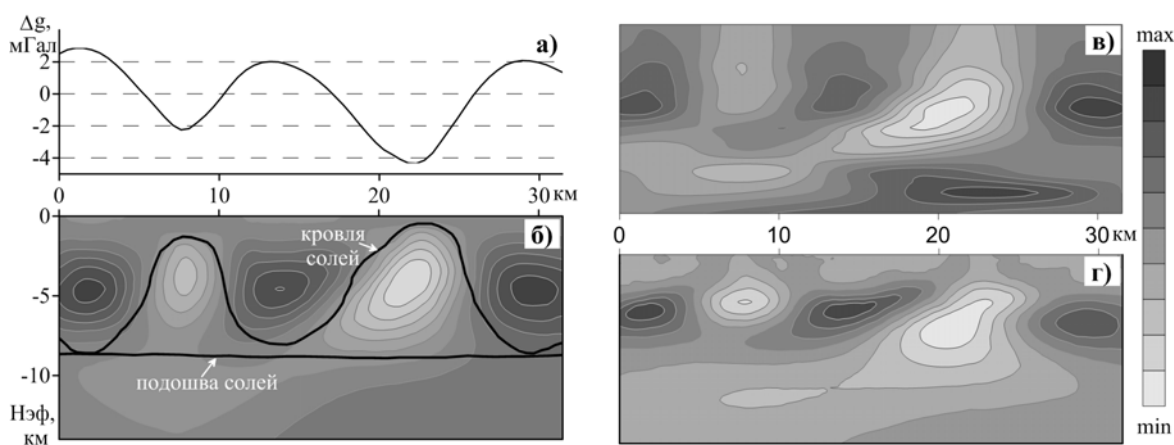


Рис. 1. Сопоставление методов послойного разделения гравитационного поля: а) – график гравитационного поля по сейсмическому профилю; б) – система СПОГМ; в) – система VECTOR; г) – система COSCAD-3D (пересчет поля в нижнее полупространство).

Выполненный анализ показал, что объемные преобразования поля, реализованные в системах COSCAD-3D, VECTOR и СПОМГ, дают сопоставимые результаты. Использование алгоритмов томографической интерпретации для моделирования соляных куполов достаточно эффективно и дает ориентиры для более корректного проведения границ сейсмических отражающих горизонтов, например, при оценке кровли соляной толщи в межкупольном пространстве, определения вертикальных границ соляных куполов.

Однако, с теоретических позиций, все методы интерпретационной томографии выглядят весьма уязвимо [2]. Возможности любых алгоритмов фильтрации для оценки глубин залегания аномалиеобразующих тел ограничены зависимостью спектральных характеристик гравитационного поля не только от глубины, но и от

геометрических параметров источников. Кроме того, размерность вектора результатов превышает размерность вектора исходных данных, что нарушает информационную корректность томографических методов. По образному выражению А.В. Матусевича (2006) томографические трансформанты поля представляют собой «гравиметрическое изображение геологической среды». А.И.Кобрунов (2008) применяет термин «модель эффективного параметра», который не имеет размерность конкретного физического параметра и не соответствует истинному геологическому разрезу. Тем не менее, в последнее время все чаще появляются работы, где томографические срезы поля представлены как геологические разрезы с нанесенными на них стратиграфическими границами и разрывными нарушениями или даже с залежами углеводородов. На наш взгляд такой подход к интерпретации результатов томографических преобразований поля совершенно не допустим.

Глубинная привязка источников аномалий, выделенных при томографических преобразованиях, возможна только с учетом априорной геологической информации. Например, путем томографических преобразований результатов решения прямой задачи для известных гравиактивных границ, на основании которой возможен выбор параметров трансформации наблюдаемого поля силы тяжести, или выбор параметров трансформации по корреляционной зависимости между трансформантами поля и параметрами геологического разреза, полученными по скважинным или сейсмическим данным [4].

Совместное применение качественных и количественных методов интерпретации

Одним из вариантов уменьшения неоднозначности интерпретации является совместное применение качественных и количественных методов интерпретации гравиметрических данных: разделение поля формальными процедурами на серию «разноглубинных» компонент предлагается осуществлять с учетом решения обратной задачи, а само решение обратных задач проводить с использованием результатов разделения полей [5]. На начальной стадии интерпретационного процесса для построения изображения геологической среды используется система томографического преобразования поля, которая позволяет получать пространственное распределение квазиплотности, отражающее некоторые элементы физико-геологической модели. Результаты векторного сканирования используются для уточнения геологических гипотез и задания априорных ограничений при последующем решении обратной задачи.

На рис. 2 представлены результаты интерпретации изометричной отрицательной аномалии силы тяжести, обусловленной провалом земной поверхности в г. Березники [5]. На трехмерной диаграмме поля, полученной в системе VECTOR (рис. 2, а), отчетливо выделяется источник данной аномалии как изолированной тело с пониженной плотностью. Количественный расчет проведен, исходя из предположения о том, что отрицательная локальная аномалия обусловлена одним объектом, залегающим в интервале глубин от 5 м до 300 м, обладающим аномальной плотностью от $-0,02 \text{ г/см}^3$ до $-2,0 \text{ г/см}^3$. Пунктирной линией на рис. 2, б околонушена сравнительно широкая область, в пределах которой располагаются все допустимые решения обратной задачи. В пределах этой области изолинией вероятности $p = 0,8$ локализовано наиболее вероятное местоположение источника. Центр области разуплотнения зафиксирован на глубине 80 м, т. е. в надсоляной толще пород. Рас-

чет выявил, что задача имеет решение только при границах аномальной плотности от $-0,02 \text{ г/см}^3$ до $-0,90 \text{ г/см}^3$.

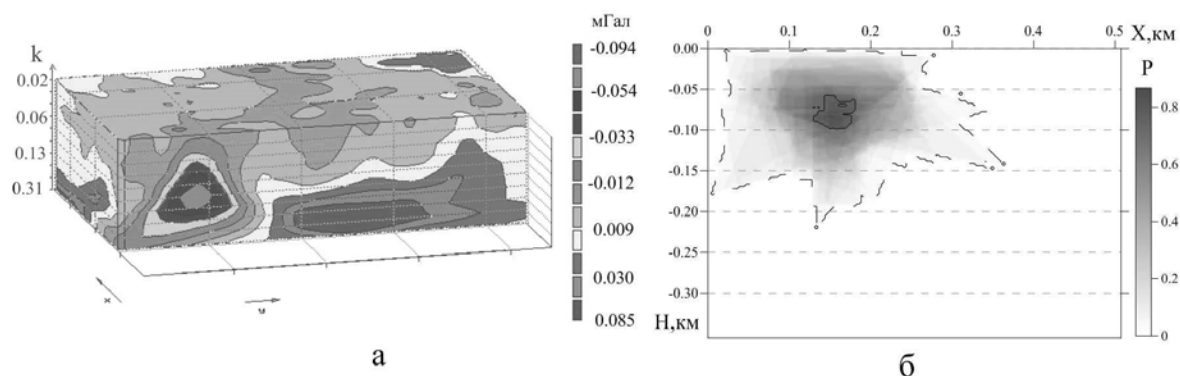


Рис. 2. Результаты интерпретации гравиметрических данных в районе провала в г.Березники: а) трансформанта поля в системе VECTOR, б) результат количественной интерпретации локальной аномалии

Заключение

Таким образом, результаты томографических преобразований поля могут использоваться только для уточнения геологических гипотез и задания априорных ограничений при последующем решении обратной задачи. Модель геологического разреза, полученная при решении обратной задачи, обладает реальными пространственными координатами и характеризует распределение аномалиеобразующих масс в изучаемом объеме геологической среды.

Литература

1. Новоселицкий В.М., Маргулис А.С., Чадаев М.С. Использование гравиметрической градиентной съемки для локализации плотностных неоднородностей // Геофизические работы при региональных и геологосъемочных исследованиях на Урале. – Свердловск: 1989. – С. 33–35.
2. Долгаль А.С., Бычков С.Г., Костицын В.И., Новикова П.Н., Пугин А.В., Рашидов В.А., Шархимуллин А.Ф. О теории и практике томографической интерпретации геопотенциальных полей // Геофизика. – 2012. – № 5. – С. 8–17.
3. Матусевич А.В., Бычков С.Г., Жунусов Д.Е., Простолупов Г.В. Анализ эффективности методов гравитационной томографии при изучении солянокупольных структур прикаспийской впадины // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы Междунар. науч. семинара им. Д.Г.Успенского – Пермь: ГИ УрО РАН, 2015. – С. 138–140.
4. Бычков С.Г. Методы обработки и интерпретации гравиметрических наблюдений при решении задач нефтегазовой геологии. – Екатеринбург: УрО РАН, 2010. – 187 с.
5. Бычков С.Г., Долгаль А.С., Симанов А.А. Синтез качественных и количественных методов извлечения геологической информации из гравиметрических данных // Горный журнал. – 2013. – № 6. – С. 26–29.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГРАВИТАЦИОННЫХ АНОМАЛИЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА МНОЖЕСТВА ДОПУСТИМЫХ РЕШЕНИЙ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ

Долгаль А.С.

Горный институт УрО РАН, Пермь

Для повышения достоверности количественной интерпретации предлагается новый подход к решению нелинейных обратных задач гравиразведки. Последовательно выполняются построение репрезентативного множества допустимых решений, представление структуры этого множества с использованием вероятностного подхода, выбор «наилучшего» частного решения задачи на основе одного из статистических критериев. Использование критерия минимакса позволяет оценить качество интерпретационных построений. Допускается интервальное задание плотностных характеристик аномалиеобразующих объектов.

Проблемные факторы интерпретации. Количественная интерпретация профильных и площадных гравиметрических данных в сложных физико-геологических условиях в большинстве случаев выполняется методом неформализованного или автоматизированного подбора [1]. Результаты интерпретационных построений в методе автоматизированного подбора зависят от используемого алгоритма и начального приближения («стартовой модели») возмущающих объектов, соответственно допустимые решения ОЗГ (удовлетворяющие априорной информации и обеспечивающие заданную величину невязки ε) могут существенно отличаться друг от друга. Это первый фактор неоднозначности гравитационного моделирования, обусловленный влиянием практической эквивалентности ОЗГ.

При интерпретации материалов гравиметрических съемок всегда присутствует еще один тип неопределенности (второй фактор) – неадекватность используемых в процессе решения ОЗГ математических моделей реальным физико-геологическим объектам и условиям. Рассмотрим один из аспектов этого несоответствия – различия в петрофизических параметрах реальных и модельных геологических тел. Особенностью реальных геологических сред является их мультифрактальная структура, т. е. упорядоченная неоднородность физических параметров, сохраняющая самоподобие при переходе от микроуровня к макроуровню [2]. В практике геофизических исследований установлено, что значения плотности в образцах могут существенно отличаться от плотности горной породы в естественном залегании [3]. Благодаря интегральной природе гравитационного поля посылка о существовании «эффективной» плотности $\sigma^* = const$ вполне допустима. Для ее определения достаточно указать нижнюю и верхнюю границы диапазона изменения плотности σ для каждого объекта $\sigma \in [\sigma_{\min}, \sigma_{\max}]$ и провести уточнение значения σ^* непосредственно в процессе решения ОЗГ.

Рассмотрим технологию гравитационного моделирования, которая позволяет уменьшить влияние двух вышеописанных факторов, с которыми связана неоднозначность решения ОЗГ и повысить достоверность локализации возмущающих объектов. Основными элементами этой технологии являются: построение репрезентативного множества Q допустимых решений ОЗГ в конечноэлементном классе источников (при условии $\sigma \in [\sigma_{\min}, \sigma_{\max}]$) монтажным методом; представление структуры этого множества с использованием вероятностного подхода; выбор «наилучшего» частного решения задачи по какому-либо статистическому критерию.

В настоящее время разработана модификация монтажного метода решения ОЗГ в смешанной постановке, когда информация о петроплотностных параметрах носит размытый характер [4].

Сущность монтажного метода составляет неразрывное единство конфигурационного (конечноэлементного) способа описания аномалиеобразующих объектов и специального способа построения приближенного решения в классе таких моделей, не связанного с нелинейными методами оптимизации. Исследуемая область геологического пространства представляется в виде совокупности кубов малого размера – элементов замощения ω_α , плотно прилегающих друг к другу по целой стороне. Монтажный метод снимает проблему неустойчивости в ее классическом понимании, так как конечная размерность модели и природные ограничения на ее плотностные и геометрические параметры изначально приводят к компактному множеству возможных решений, а учет определенного объема априорной информации в процессе построения результативных конфигураций обеспечивает надежное решение поставленной геологической задачи [5].

К обязательным априорным ограничениям, задаваемым интерпретатором, относятся: количество тел в модели источников поля и их интервальные характеристики плотности; местоположение фрагментов каждого из тел (как минимум – по одному элементу ω_α на каждое тело); допустимая величина невязки ε исходного и подобранного полей; размер стороны элемента замощения ω_α [5]. Построение множества допустимых решений ОЗГ осуществляется перебором местоположения начальных элементов ω_α («центров кристаллизации») – по одному на каждый моделируемый источник. Их местоположение генерируется аналогично методу Монте-Карло, в виде многомерного вектора параметров $\mathbf{P} = \{p_1, p_2, \dots, p_m\}$, где $p_i = (x_i, y_i, z_i)$ – декартовы координаты элемента ω_α , принадлежащего i -му возмущающему объекту, m – число источников.

Далее выполняется многократное ($\sim 10^2$ – 10^3 циклов) решение ОЗГ монтажным методом, направленное построение множества Q и ранжирование изучаемого объема геологической среды по вероятности наличия искомым аномалиеобразующих объектов. Принцип такого ранжирования заключается в следующем: так как все допустимые решения ОЗГ априори равноправны, поэтому каждое из них с равной вероятностью может оказаться наилучшим приближением к неизвестному возмущающему объекту Ω . Обозначим через N число всех допустимых решений обратной задачи, входящих в выборку ($N \approx 10^2$ – 10^3), а через $N_{k,\alpha}$ число допустимых решений Ω_k^* , в каждом из которых содержится определенный элемент ω_α . Тогда $p_{k,\alpha} = N_{k,\alpha}/N$ – оценка вероятности того, что этот элемент ω_α является малым фрагментом искомого возмущающего объекта Ω , которую далее будем называть функцией локализации: $p_{k,\alpha} = p_{k,\alpha}(x, y, z)$. Пространственное распределение функции локализации, в отличие от любого частного решения ОЗГ, позволяет выявить общие, закономерные особенности геометрии аномалиеобразующих объектов, т. е. снизить влияние ε -эквивалентности.

Однако провести отождествление областей повышенных значений функции локализации $p_{k,\alpha}$ с границами аномалиеобразующих объектов не представляется возможным, т.к. они являются интегральной характеристикой структуры множества Q и в общем случае не обеспечивают требуемую степень близости наблюдаемого и модельного полей. Для локализации источников поля необходим выбор одного

«наилучшего» частного решения ОЗГ, который может осуществляться с использованием различных статистических критериев. Отметим, что обеспечение минимального значения невязки ε в условиях неустранимых помех (как правило – геологической природы) с неизвестным законом распределения, в отличие от теоретических ситуаций, не влечет за собой наилучшее пространственное совпадение реальных и модельных геоплотностных неоднородностей.

Одним из критериев выбора частного решения ОЗГ является критерий максимума апостериорной вероятности P_{\max} , согласно которому предполагается, что наиболее близким к истинному распределению масс будет решение, состоящее из N_k областей $\cup \omega_\alpha$, для которого будет выполняться условие: $(\sum p_{k,\alpha}) / N_k = \max$. Можно также принять вариант интерпретации, обеспечивающий максимум гарантированной меры близости построенной модели источника аномалии к реальному возмущающему объекту на основе критерия минимакса [6]. Алгоритм выбора из множества Q минимаксного решения S^{opt} состоит в оценке близости между всеми возможными парами допустимых решений ОЗГ с использованием метрики Штейнхаузера ρ . Метрика нормирована: $\rho = 0$ в случае если возмущающие объекты полностью совпадают, $\rho = 1$ если они не имеют общих фрагментов. Искомым является решение $S^{opt} \in Q$, обеспечивающее минимальную величину ρ среди наиболее удаленных друг от друга решений ОЗГ.

Рассмотрим модельный пример (рис. 1 и 2): на профиле длиной 10 км с равномерным шагом задано поле Δg , обусловленное тремя 2D-объектами с избыточной плотностью $\delta_1 = 0,15 \text{ г/см}^3$, $\delta_2 = 0,45 \text{ г/см}^3$, $\delta_3 = 0,25 \text{ г/см}^3$ (слева направо).

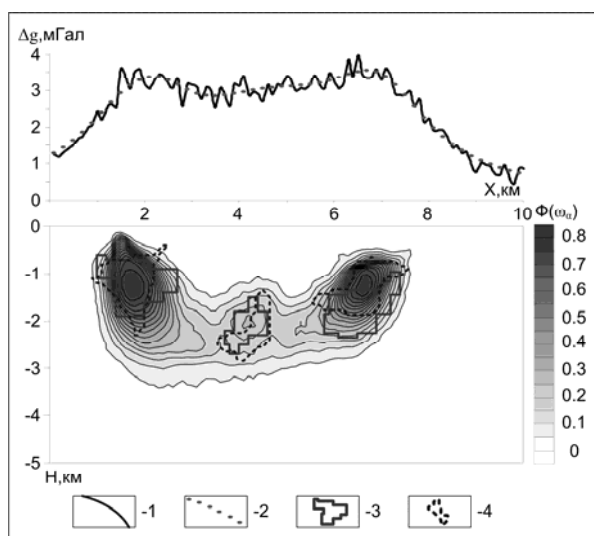


Рис. 1. Вертикальная карта изолиний функции локализации и решение ОЗГ, полученное с использованием критерия минимакса:

1 – исходное поле; 2 – модельное поле;
3 – источники поля; 4 – подобранные объекты

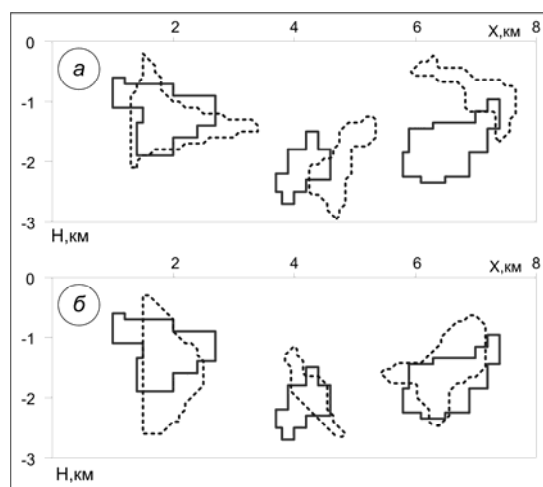


Рис. 2. Решения ОЗГ, отвечающие минимуму невязки полей (а) и максимуму апостериорной вероятности (б)

Полученное при решении прямой задачи гравитационное поле было осложнено нормально распределенной помехой, обладающей нулевым средним значением и среднеквадратическим отклонением 0,35 мГал. Решение ОЗГ проводилось монтажным методом, предполагалась односвязность аномалиеобразующих объектов и

гладкость их границ, вводились ограничения на размер тел по осям OX и OZ (допускалось превышение истинных размеров не более, чем в 2 раза). Размер элемента замощения ω_α составлял 100×100 м. Для каждого решения ОЗГ местоположение начальных элементов ω_α , принадлежащих моделируемым телам, определялись случайным образом. При пороговом значении невязки «наблюдённого» и модельного полей $\varepsilon = \pm 0.35$ мГал было получено 974 допустимых решения ОЗГ. Функция локализации и частное решение ОЗГ, отвечающее критерию минимакса приведены на рис. 1. Два других решения, полученных с использованием критериев минимума невязки и максимума апостериорной вероятности показаны на рис. 2. Решение ОЗГ по традиционному критерию минимума невязки всего на 35 % по своей площади совпадает с истинными объектами. Степень пространственного совпадения решений для критериев минимакса и максимума априорной вероятности выше и составляет 55 % и 59 %, соответственно. Следует добавить, что использование минимаксной стратегии позволяет (без информации об истинных источниках поля) выполнить оценку ожидаемой степени достоверности интерпретации: для данного случая – это 42 %.

Заключение

Предлагается альтернатива традиционным алгоритмам решения ОЗГ методом подбора, которые основаны на попарном сравнении вариантов интерпретации по значению невязки. Построение репрезентативного множества допустимых решений и анализ его структуры может обеспечить более достоверное определение параметров источников гравитационных аномалий. Минимаксный подход дает не только само решение ОЗГ, для которого гарантированная степень его близости к точному решению максимальна, но также и самую неуплощаемую оценку меры ρ близости этих решений.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект 15-05-01823А).

Литература

1. Булах Е.Г. Прямые и обратные задачи гравиметрии и магнитометрии. – Киев: Наук. думка, 2010. – 463 с.
2. Блох Ю.И. Проблема адекватности интерпретационных моделей в гравиразведке и магниторазведке // Геофизический вестник. – 2004. – № 6. – С. 10–15.
3. Вахромеев Г.С., Давыденко А.Ю. Моделирование в разведочной геофизике. – М.: Недра, 1987. – 192 с.
4. Балк П.И., Долгаль А.С., Христенко Л.А. Локализация геологических объектов по данным гравиразведки при неполной информации о плотности горных пород // Доклады Академии наук. – 2012. – Т. 442. – № 5. – С. 686–690.
5. Христенко Л.А., Долгаль А.С. Конечноеэлементный подход к решению обратных задач гравиметрии «рудного» типа // Геофизические методы при разведке недр /отв. ред. Л.Я. Ерофеев, В.И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С. 117–120.
6. Балк П.И., Долгаль А.С. Минимаксный подход к решению обратных задач гравиразведки и магниторазведки // Доклады Академии наук. – 2015. – Т. 462. – № 6. – С. 706–710.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА РУДОНОСНЫХ СТРУКТУР ВОСТОЧНОГО КАЗАХСТАНА

Дьячков Б.А., Кузьмина О.Н., Ойцева Т.А.

Восточно-Казахстанский государственный технический
университет им. Д. Серикбаева. Усть-Каменогорск. Республика Казахстан

На основе анализа геолого-геофизических материалов и палеометаллогенических реконструкций рассматриваются критерии прогнозирования главных рудоносных структур и ведущих типов месторождений цветных, благородных и редких металлов Восточного Казахстана. Подчеркивается приуроченность промышленных колчеданно-полиметаллических месторождений Рудного Алтая к тектоническим структурам с повышенной фемичностью разряда ЗК, рудоконтролирующая роль девонских вулканических дуг рифтогенного типа. Собственно золоторудные месторождения сформировались в Зайсанской сутурной зоне в процессе коллизии Казахстанской и Горноалтайской литосферных плит (C_1 - C_2) и контролируются системой диагональных корово-мантийных разломов, малыми интрузиями и дайками. Редкометалльные структуры сопровождают крупные гранитоидные пояса постколлизивной (орогенной) активизации (P_1 - T_1). Приводятся прогнозно-поисковые критерии для выявления рудных объектов на ряде перспективных площадей.

Введение

Рассматриваемая территория объединяет геологические структуры Рудного Алтая, Калбы и Жарма-Саура, входящие в общую структуру Большого Алтая (БА). Границами являются северо-западные глубинные разломы, отделяющие герцинские структуры БА от каледонских образований Горного Алтая и Китайского Алтая (на северо-востоке) и каледонид Чингиз-Тарбагатай (на юго-западе).

Общая протяженность территории в современных границах более 1000 км при ширине 300–400 км. Геотектоническая позиция Большого Алтая определяется его пространственным положением в Центрально-Азиатском глобальном подвижном поясе и размещается на северо-западном фланге Алтае-Алашаньской зоны дугообразной формы, огибающей с юга Сибирскую платформу.

Восточный Казахстан является крупным центром цветной и золотодобывающей промышленности Казахстана. Здесь сосредоточены многие месторождения Cu, Pb, Zn, Au, Ag и других металлов, на базе которых создана мощная инфраструктура горно-добывающих и металлургических предприятий. Для их стабильной работы необходимо постоянное восполнение запасов минерального сырья.

Проводимые в настоящее время научно-исследовательские работы по общей проблеме Большой Алтай показывают, что перспективы открытия в регионе новых месторождений имеются. В этой связи важнейшее значение, наряду с другими факторами, придается геолого-геофизическим критериям прогноза рудоносных структур и месторождений.

Геолого-геофизическая характеристика региона

По комплексу геолого-геофизическим данным глубинное строение региона резко неоднородное и характеризуется многослойной ЗК (мощностью до 50-55 км) с гетерогенными линейно-мозаичными тектоническими блоками. Верхняя мантия

(ВМ) отличается неоднородным строением, в составе которой предполагается неистощенная пиrolитовая мантия и истощенная, включающая шпинельсодержащие дуниты и гарцбургиты, гранатовые эклогиты и альпинотипные гипербазиты [1].

На геолого-геофизическом разрезе литосферы, составленному по Алейскому геотраверсу в сочленения литосферных плит (в Зайсанской сутурной зоне) четко выделяется валообразное поднятие истощенной ВМ, а также отражено поступление мантийного материала и рудоносных флюидпотоков по системе глубинных разломов шатрового типа. Расслоенные астеносферные зоны ВМ, очевидно, оказали решающую роль в металлогенической специализации геологических структур БА [2].

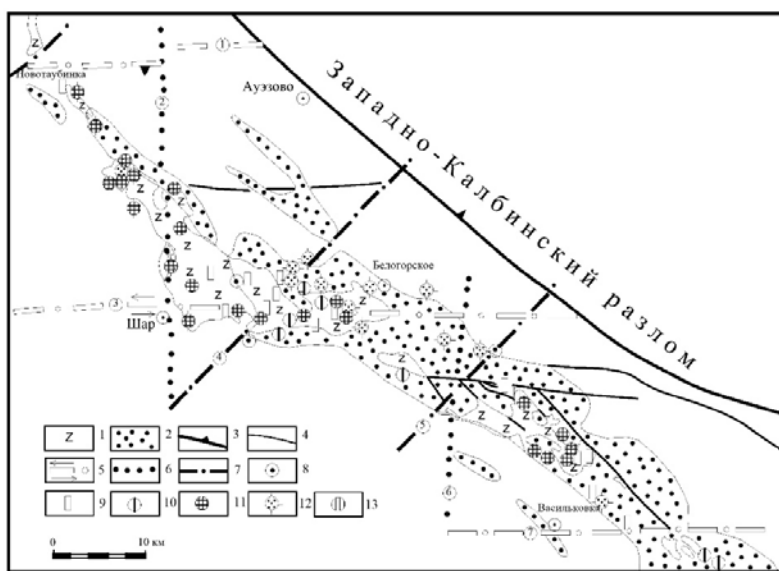


Рис. 1. Схема размещения рудных объектов в центральной части Чарского офиолитового пояса (по [4]): 1 – протрузии гипербазитов чарского комплекса (PR?), выходящие на поверхность и 2 – предполагаемые по геолого-геофизическим данным; 3 – разломы глубинные и 4 – более мелко порядка, установленные; 5–7 – разломы по геолого-геофизическим данным; 8–13 – рудопроявления (8 – железорудные, 9 – никель-кобальтовые коры выветривания, 10 – полиметаллические, 11 – медные, 12 – золоторудные, 13 – золото-ртутные и ртутные). Разломы: 1 – Миялинский, 2 – Новотаубинский, 3 – Белогорский, 4 – Суурлы, 5 – Покровский, 6 – Батурицкий, 7 – Васильковский

В осевой части сутуры прослеживается Чарско-Горностаевский офиолитовый пояс дугообразной формы, фиксирующий зону мантийного глубинного разлома (надвига). Офиолитовый пояс подчеркивается положительной магнитной аномалией (интенсивностью до 2000 гамм) и положительными гравитационными аномалиями, отражающими скрытые тела гипербазитов (рис. 1). Это повышает перспективы выявления здесь новых проявлений Cr, Cu, Co-Ni.

Рудоконтролирующие факторы

Зайсанская коллизионная зона оказала решающую роль в контроле золотого оруденения. Здесь сосредоточено более 450 золоторудных месторождений и рудопроявлений, образующих крупный Восточно-Казахстанский золоторудный пояс [3]. Последний имеет протяженность более 1000 км, объединяет Мукурский, Бакырчикский, Кулуджунский и Южно-Алтайский рудные районы, на северо-западном фланге перекрыт чехлом рыхлых отложений Кулундинской впадины, а на юго-востоке пересекается пермскими гранитами Калба-Нарымского плутона и продолжается в Китае.

По материалам прежних работ (Нахтигаль, 1992) известные золоторудные зоны размещаются по периферии (на склонах) поднятий поверхностей М и К и асимметричного погружения догерцинского основания. В соответствии с построенными геолого-генетическими моделями на известных рудных полях и месторождениях бакырчикского, суздальского, кулуджунского и других типов в контроле золотого оруденения ведущая роль принадлежит разрывной тектонике, составу вмещающей среды и рудоносным малым интрузиям и дайкам. *Для их изучения целесообразно использовать детальные геофизические методы (гравиметрия, магниторазведка, электроразведка и др.) в комплексе с горно-буровыми и минералого-геохимическими работами [5].*

Рудный Алтай рассматривается как подвижный пояс тектоносферы, фиксируемый системой эшелонированных глубинных разломов, проникающих в активизированную ВМ. Промышленные медно-колчеданные и колчеданно-полиметаллические месторождения концентрируются в стержневой Рудноалтайской зоне повышенной фемичности разреза ЗК, магмонасыщенности и плотности оруденения (Cu, Pb, Zn, Au, Ag и др.). Размещение рудных объектов здесь четко коррелируется с приподнятостью верхней мантии, метабазальтового слоя, блоков протерозойского и каледонского фундамента [1, 2]. *При постановке прогнозно-металлогенических работ в промышленных рудных районах необходимы палеовулканические реконструкции с проведением детальных гравиразведочных, магниторазведочных и электроразведочных исследований (ВП, ВЭЗ-ВП, МПП, мелко-масштабный заряд и др.) в комплексе с горно-буровыми и минералого-геохимическими работами с целью глубинного прогноза месторождений.*

Редкометалльные структуры и месторождения сформировались в позднегерцинскую постколлизийную (орогенную) стадию (P₁-T₁) с мощным развитием гранитоидного магматизма. Наиболее крупные гранитоидные пояса локализовались в континентальной ЗК повышенной скаличности (Калба-Нарымский, Тигерекско-Черновинский, Урьль-Коктогайский и Акбиик-Акжайляуский). Калба-Нарымский гранитоидный пояс – это главная редкометалльная структура, в которой профилирующими являются месторождения редкометалльных пегматитов (Ta, Nb, Be, Li, Cs, Sn). Месторождения (Бакенное, Белая Гора, Юбилейное и др.) разрабатывались Белогорским комбинатом, сейчас законсервированы. *Перспективы связываются с изучением флангов гранитоидного пояса, перекрытых чехлом рыхлых отложений, и скрытых гранитоидных массивов.*

По новым представлениям развития региона и с учетом карты глубинного строения (Любецкий, Нахтигаль, 2000) определяется резкое расширение границы северо-западного фланга Калба-Нарымского пояса в виде дугообразного подворота структур (рис. 2). В возникшей области растяжения локализовалась серия гранитоидных массивов, потенциально рудоносных на Ta, Nb, Li, Sn. Перспективы этой площади подтверждаются прямыми признаками оруденения (Sn, W, Li, F). *Рекомендуется постановка глубинного геологического картирования с применением значительных объемов геофизических и геохимических работ, картировочного и поискового бурения.*

Выводы

Таким образом, проводимые научно-исследовательские работы по региональному металлогеническому анализу рудоносных структур и прогнозной оценке минеральных ресурсов указывают на возможность обнаружения новых месторождений на резервных перспективных площадях Восточного Казахстана.

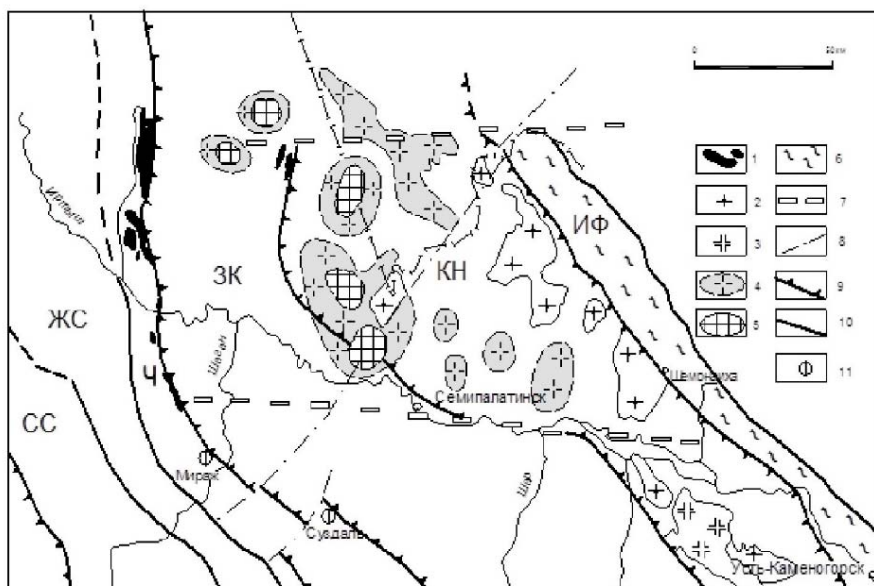


Рис. 2. Схема размещения гранитоидных массивов: 1 – гипербазитовая (PR?), 2 – гранитовая (P1), и 3 – лейкогранитовая (P2) формации; 4 – контуры скрытых гранитоидных массивов по геофизическим данным и 5 – их корневые утолщения; 6 – зона смятия; 7 – широтные и 8 – северо-восточные глубинные разломы; 9 – границы рудных поясов и 10 – металлогенических зон; 11 – золотосульфидно-кварцевая формация. Рудоносные структуры: И – Иртышская металлогеническая зона, КН – Калба-Нарымский и ЗК – Западно-Калбинский рудные пояса, Ч – Чарская, ЖС – Жарма-Саурская и СС – Сиректас-Сарсазанская металлогенические зоны Жарма-Саурского рудного пояса.

Для реализации рекомендаций необходима дальнейшая разработка критериев глубинно-геологического прогноза рудных месторождений (погребенных и скрытых). Новые технологии прогнозно-поисковых работ должны разрабатываться на основе современных геологических и геодинамических концепций рудообразования, ведущих рудно-петрологических, геофизических и минералого-геофизических оценочных критериев с использованием космоснимков и высокоточной аналитической базы.

Литература

1. Большой Алтай (геология и металлогения). Кн. 1–2. – Алматы: Ғылым, 1998. – 304 с; РИО ВАК РК, 2000. – 400 с.
2. Дьячков Б.А., Титов Д.В., Сапарғалиев Е.М. Рудные пояса Большого Алтая и оценка их перспектив // Геология рудных месторождений. – 2009. – Т. 51. – № 3. – С. 222–238.
3. Типы золоторудных месторождений Восточного Казахстана / Б.А. Дьячков, О.Н. Кузьмина, Н.А. Зимановская и др. – Усть-Каменогорск: ВКГТУ, 2015. – 204 с.
4. Щерба Г.Н., Дьячков Б.А., Нахтигаль Г.П. Жарма-Саурский геотектоноген. – Алма-Ата: Наука, 1976. – 200 с.
5. Нарсеев В.А., Рафаилович М.С., Дьячков Б.А. Золоторудный потенциал Казахстана // Гигантские месторождения золота Центральной Азии. Укрепление золоторудного потенциала Казахстана (Материалы Международного Симпозиума). – Алматы: 2014. – С. 10–22.

О ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КРИТЕРИЯХ ЗОЛОТОНОСНОСТИ ВАСИЛЬЕВСКОГО УЗЛА (БОДАЙБИНСКИЙ РАЙОН, ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н., Шарафиев Д.М., Шарафиев И.М.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Рассматриваются вопросы создания физико-геологических моделей золоторудных месторождений, локализованных в черносланцевых толщах на примере Васильевской площади Бодайбинского золоторудного района.

Обзор проблемы и постановка задачи

Бодайбинский район – это один из крупнейших золоторудных районов России. История его изучения насчитывает более 150 лет. В последнее время, по мнению многих геологов, этот район считается перспективным на обнаружение новых коренных месторождений золота, в том числе крупных и уникальных [1, 6].

Исследуемая площадь располагается в центральной части Байкало-Патомского нагорья, на границе с Бурятией на юге и Якутией на востоке и на севере.

Для Бодайбинского района наиболее характерны закрытые ландшафты – залеменные, задернованные и заболоченные моховые склоны, под которыми развит вечномерзлый слой гумусово-торфяных отложений [3]. Поэтому поиски золоторудной минерализации проводятся здесь при активном использовании геофизических методов. Полученные материалы существенно повышают эффективность принятия решения о дальнейшем изучении тех или иных участков. Однако интерпретация полученных геофизических данных по потенциально перспективным участкам существенно осложнена из-за отсутствия моделей исследуемых объектов, а также информации о физических свойствах минерализованных зон и вмещающих пород.

В структурном отношении рудный район находится в пределах одноименного прогиба рифейского возраста [5]. В геологическом строении района принимают участие осадочно-метаморфические породы верхнего протерозоя, разной степени метаморфизма. Золотое оруденение на территории района локализовано в черносланцевых толщах, оно приурочено к минерализованным зонам, появление которых связывается с гидротермально-метасоматическими процессами, которые отличаются по своим физическим свойствам от вмещающих пород, главным образом благодаря наличию полупроводниковых и ферромагнитных минералов [4]. Но, из-за небольших размеров и осложняющего влияния перекрывающих отложений, минерализованные зоны создают слабоинтенсивные возмущения в сложных аномальных полях. Именно поэтому, на наш взгляд, в основу прогнозирования скрытого оруденения в этих условиях должна быть положена физико-геологическая модель, учитывающая геолого-геофизические условия района работ и максимально адаптированная к ним технология производства работ [2]. При этом необходимо: 1) создание петрофизической и геолого-геофизической модели объекта, по результатам работ прошлых лет; 2) поэтапное проведение рационального комплекса геолого-геофизических исследований; 3) интерпретация полученных данных; 4) уточнение прогнозной модели; 5) проведение работ на прогнозных участках более крупного масштаба.

Априорная физико-геологическая модель

Поскольку для поисков золоторудной минерализации геофизическими методами в пределах Васильевского узла не существует надежной петрофизической мо-

дели объекта поисков, то нами была использована априорная физико-геологическая модель, которая была составлена по результатам геолого-геофизических работ прошлых лет в этом районе (Кулаков и др., 1981).

1. *Магнитные свойства пород* района определяются, в основном, величиной и направлением вектора остаточного намагничения. Основным носителем магнетизма пород района является пирротин, в ряде случаев (в породах, не содержащих углерод) – магнетит. Главной особенностью магнитного поля в пределах рудной зоны является обратное остаточное намагничение (практически 180 градусов к современному). Это позволило сделать вывод о наложенной природе оруденения в пользу более молодого возраста гидротермальных процессов или структурных условий. В этом случае очевидно, что участки, затронутые гидротермальным процессом, должны картироваться слабоинтенсивными отрицательными аномалиями магнитного поля. Тот факт что обратным намагничением характеризуются лишь небольшие линейные зоны говорит о том, что эти зоны, скорее всего, подвержены именно гидротермально-метасоматическим процессам.

2. *Электрические свойства пород* района определяются, главным образом, литологическим составом, а также характером и интенсивностью наложенной минерализации и структурно-текстурными особенностями. В целом, кажущиеся сопротивления площади относительно невысоки, лишь в редких случаях достигают 2000 Ом. Поляризуемость пород обусловлена прожилково-вкрапленной сульфидизацией гидротермальной природы и обуглероженностью пород. Участки графитизированных и сульфидизированных пород на фоне практически не поляризующихся толщ, отмечаются повышением поляризуемости до 10 % (в отдельных случаях до 50–70 %).

3. *Естественное электрическое поле* характеризуется интенсивными (до –500 мВ и выше) аномалиями. В этом поле отчетливо выделяется группа узких линейных интенсивных субпараллельных зон субширотного простирания. Причём, на разных интервалах, в естественном электрическом поле эти зоны проявлены по-разному. Это говорит о том, что гидротермальные процессы графитизации и сульфидизации были проявлены преимущественно в наиболее проницаемых частях этих зон, либо о том, что часть гидротермального графитоида и сульфидов были преобразованы более поздними процессами, либо о том и другом вместе.

4. Гидротермально-метасоматические процессы сопровождаются активным перераспределением макро- и микроэлементов, приводящим к формированию минералогопетрохимической зональности в околорудном пространстве. *Естественные радиоактивные элементы (ЕРЭ)* не являются исключением и также вовлекаются в гидротермальные эпигенетические изменения пород. Различия в миграционных способностях радиоактивных элементов в условиях изменчивых физико-химических параметров гидротермально-метасоматических систем определяют возникновение радиогеохимической зональности, являющейся частным случаем общей дифференциации химических элементов в метасоматической колонке. Участки концентрирования золота также контролируются возникающими физико-химическими барьерами, что и обуславливает его пространственно-генетическую связь с продуктами калиевого метасоматоза.

Фактический материал был получен нами в ходе проведения наземных геофизических работ в 2009–2011гг. в пределах Васильевского золоторудного узла. Работы выполнены в масштабах 1:10000 и 1:25000. В комплекс вошли следующие наземные геофизические методы.

1. *Магнитометрические исследования*, которые выполнялись с использованием магнитометра МИНИМАГ, проведены для расчленения различных геологиче-

ских образований по магнитным свойствам, локализации участков развития сульфидного оруденения, картирования областей развития гидротермально-метасоматических процессов, связанных с оруденением, а также для картирования тектонических нарушений по особенностям структуры магнитного поля.

2. *Профилирование методом ВП* проведено на переменном токе на частоте 1,22 Гц, с использованием измерителя «МЭРИ-24» и генератора «АСТРА-100». Измерения проводились установкой А100М40N100В, позволившей разделить различные по удельному электрическому сопротивлению и поляризуемости образования, выявить области окварцевания, сульфидизации, а также оценить потенциальный масштаб сульфидного оруденения.

3. *Метод естественного электрического поля* в модификации потенциала, проводился для выявления областей сульфидизации, а также, совместно с методом ВП служил для оценки потенциального масштаба сульфидного оруденения и для картирования тектонических нарушений по особенностям структуры поля.

4. *Наземные гамма-спектрометрические исследования* выполнены гамма-спектрометром РКП-305, для установления областей метасоматоза и калишпатизации, которые, в свою очередь, должны выделяться в полях естественных радионуклидов.

Апостериорная модель

Для уточнения параметров модели, которые были выявлены в ходе ранее проведенных работ, на одном из известных рудопоявлений Васильевского золоторудного узла, проводились детальные работы. Результатом работ стало определение закономерностей взаимоотношения физических полей друг с другом. Установленную на участке зональность можно считать эталонной для локализации золоторудного оруденения. На участках, где была выявлена золоторудная минерализация и где проводились геофизические исследования, отмечены подобные пространственные взаимоотношения между физическими полями, которые, на наш взгляд, являются признаком месторождений для данного района и не повторяются на безрудных площадях. Эти закономерности в дальнейшем были подтверждены горно-геологическими работами и имеют следующий вид: 1) основной тектонической зоне соответствует слабоинтенсивная линейная отрицательная аномалия магнитного поля, порядка $-20 \dots -30$ нТл; 2) линейные аномалии повышенной проводимости и поляризуемости, картирующие процессы сульфидизации и обуглероживания, несколько смещены в сторону относительно самой зоны; 3) в ту же сторону смещена ось отрицательной аномалии естественного электрического поля, которое обусловлено теми же процессами; 4) с другой стороны от оси аномалии магнитного поля проявлена область положительного естественного электрического поля, пространственно совпадающая с областью несколько повышенного сопротивления, что, скорее всего, говорит о том, что здесь проявлено окварцевание; 5) здесь же зафиксированы аномалии ЕРЭ калиевой природы.

Дальнейшая работа по выявлению комплексных геофизических критериев оруденения велась с привлечением результатов наземных геофизических исследований 2009–2011 гг. Результатом совместного анализа материалов геофизических работ и петрофизических свойств пород в пределах Васильевского золоторудного узла стали следующие **комплексные геофизические критерии рудоносности**.

1. Основным поисковым признаком золотого оруденения в районе является наличие геофизической закономерности в расположении друг относительно друга аномалий магнитного поля, поля сопротивлений, естественного электрического поля, поляризуемости и аномалий ЕРЭ калиевой природы.

2. В магнитном поле рудные зоны выделяются, как области отрицательных значений магнитного поля, вытянутые в субширотном направлении, соответствующему генеральному простиранию структур района и чередующихся с зонами положительного магнитного поля, имеющими то же простирание.

3. В естественном электрическом поле, с точки зрения оруденения, интересны, прежде всего, линейные достаточно интенсивные отрицательные аномалии естественного электрического поля, имеющие субширотное простирание и ортогональные им смещающие и ограничивающие структуры.

4. Анализ наблюденного поля кажущегося удельного электрического сопротивления приводит к выводу, что области предполагаемых рудных зон картируются относительно не высокими значениями (до 1000 Ом) сопротивления. Это обусловлено тем, что в состав рудных зон входит не только кварц, который приводит к увеличению сопротивления, но и сульфиды, и углеродистые сланцы, которые уменьшают сопротивление.

5. В поле поляризуемости рудные зоны выделяются интенсивными аномалиями повышенных значений, что объясняется процессами обуглероживания и сульфидизации.

6. Поисковым признаком золотого оруденения в поле естественной радиоактивности является повышенные содержания ЕРЭ.

Литература

1. Вилор Н.В., Кажарская М.Г., Чупарина Е.В., Коткин В.В., Дейс С.Ю. Распределение концентраций золота в месторождениях Бодайбинского рудного района // Руды и металлы. – 2007. – № 1. – С. 34–43.

2. Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н. Геолого-геофизические условия на золоторудных полях Сибири // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 80–85.

3. Иванов А.И. Опыт прогнозирования, поисков и оценки новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе // Отечественная геология. – 2008. – № 6. – С. 11–16.

4. Иванов А.И. Закономерности формирования золоторудных месторождений Бодайбинского рудного района и новые аспекты их поисков // Разведка и охрана недр. – 2004. – №8–9. – С. 17–23.

5. Рундквист И.К., Бобров В.А., Смирнова Т.Н., Смирнов М.Ю., Данилова М.Ю., Ащеулов А.А. Этапы формирования Бодайбинского золоторудного района // Геология рудных месторождений. – 1992. – № 6. – С. 3–15.

6. Сафонов Ю.Г. Золоторудные и золотосодержащие месторождения мира – генезис и металлогенический потенциал // Геология рудных месторождений. – 2003. – Т. 45. – № 2 – С. 305–320.

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-РАЙОНИРОВАНИЯ МАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ ГЕНЕРИРОВАННОЙ НЕФТИ

¹Исаев В.И., ¹Лобова Г.А., ²Старостенко В.И., ³Фомин А.Н.

¹Томский политехнический университет, Томск, Россия

²Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина

³Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,
Новосибирск, Россия

Охарактеризованы методический подход, алгоритмы и результаты районирования материнских свит по плотности ресурсов генерированной нефти. Районирование базируется на методе палеотемпературного моделирования, позволяющего реконструировать термическую историю материнских отложений, выделять по геотемпературному критерию и картировать очаги генерации нефтей. Оценка ресурсов определяется интегральным показателем, напрямую зависящим от времени нахождения материнской свиты в очаге – главной зоне нефтеобразования и от ее геотемператур.

Введение

Главным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) Западной Сибири является нефтегенерирующее рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты. Возможность и дальность миграции нефти из материнской баженовской свиты в вышележащие меловые и нижележащие верхнеюрские коллекторы показаны результатами послойного изучения «прямыми» методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений [1 др.].

В 2009 году, впервые после 1996 г., зафиксировано снижение добычи нефти в нефтедобывающем регионе РФ – Ханты-Мансийском АО. Тогда же было обращено внимание на залежи в баженовской нефтематеринской свите как на источник существенного улучшения сырьевой базы, с предварительной оценкой запасов в десятки–сотни млрд т. По оценкам, сделанным позже для нормальных разрезов (НР) баженовской свиты центральной части Западной Сибири, доля остаточной нефти (аккумулированной *in situ* в материнской свите) составляет от 15 до 20 % [2]. А по результатам выполненных пиролитических исследований и расчетам специалистов ТатНИПИнефть более 2/3 объема генерированных УВ может оставаться в матрице генерирующей толщи [3]. По оценкам западных специалистов ресурсы России по нефти *in situ* (в англоязычной терминологии – по «сланцевой нефти», «shale oil») составляют 248 млрд барр. н. э.

Очевидно, что на этапе зональной оценки нефтегазоносности территорий необходимо выполнить районирование нефтематеринских свит с точки зрения ранжирования поисковых зон и площадей по плотности ресурсов генерированных нефтей. Ключевым фактором, детализирующим характеристику материнской свиты как питающую выше/ниже лежащие НГК, или как сланцевую формацию, являются время действия и температурный режим *главной фазы нефтеобразования* (Вассоевич, 1967; Вассоевич, Корчагина, Лопатин, 1969), *нефтяного окна* (Connan, 1974; Хант, 1982). Иначе говоря, основные объемы нефти, генерированной, аккумулярованной *in situ* или мигрированной в коллектор, локализуются там, где материнские отложения в большей степени находятся/находились в *главной зоне нефтеобразования* (Конторович, Парпарова, Трушков, 1967; Конторович, 1976).

Ниже характеризуется схема районирования, базирующаяся на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о главной фазе нефтеобразования (ГФН) и пороговых температурах вхождения материнских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Метод палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории материнских отложений выполняется на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций [4, 5, 6]. В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время. С краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

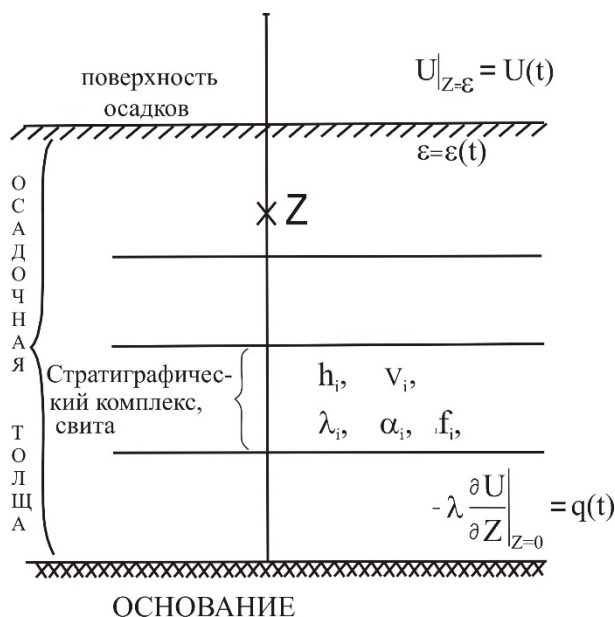
где $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза; $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Отсюда видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями.

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах и время осадконакопления t_i (рисунок). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбираются по следующим критериям, выполняемым одновременно: 1) наличие замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличие определений максимальных геотемператур по отражательной способности витринита (ОСВ), используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 4) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт. По известным причинам, таких скважин немного.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1)–(3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичным «Делам скважин» и «Каталогам литолого-стратиграфических разбивок скважин» (пример, таблица). Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического

времени (Харленд и др., 1985), увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорости осадконакопления. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений керна и каротажа.



Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании. Пояснения в тексте

При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности λ_i используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Коэффициенты температуропроводности α_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также определяются литологией стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т. е. соляным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [7].

Задача решается в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западной Сибири, начиная с юрского времени. Решение обратной задачи (расчет плотности глубинного теплового потока q) определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_t} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (4)$$

где T_i «наблюдаемые» значения температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в моменты времени $t = \tau$. Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с крайними условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q . Поэтому неизвестный параметр q определяется однозначно. Важно отметить, что модель (1)–(4) не требует априорных сведений о природе и величинах глубинного теплового потока q .

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюдаемых» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ($\tau = 0$), так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), определенные по ОСВ. Для перехода от ОСВ (R_{vr}^0) к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений

отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [5]. На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,5$ % и температуры 80 °С, линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,8$ % и температуры 120 °С. При определении температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная 1 (Нюрольская мегавпадина)

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·град	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	35	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e–007	1,1e–006
Плиоценовые N_2	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N_1	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская $nk Pg_3$	154	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Чеганская $hg Pg_{3-2}$	70	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Люлинворская $ll Pg_2$	240	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Талицкая $tl Pg_1$	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e–007	1,2e–006
Ганькинская $gn Pg_1-K_2$	170	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Славгородская $sl K_2$	130	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e–007	1,25e–006
Ипатовская $ip K_2$	–	86,5–89,8	3,3	–	–	–	–
Кузнецовская $kz K_2$	15	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e–007	1,25e–006
Покурская $pk K_{1-2}$	800	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e–007	1,25e–006
Алымская $a_2 K_1$	24	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Алымская $a_1 K_1$	17	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Киялинская $kls K_1$	613	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e–007	1,25e–006
Тарская $tr K_1$	54	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e–007	1,25e–006
Куломзинская $klm K_1$	313	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e–007	1,25e–006
Баженовская $bg J_3$	23	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Георгиевская $gr J_3$	5	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e–007	1,3e–006
Васюганская $vs J_3$	70	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e–007	1,3e–006
Тюменская $tm J_{1-2}$	362	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Тогурская $tg J_1$	30	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006
Урманская $ur J_1$	39	203,9–208,0	4,1	2,46	1,64	8e–007	1,3e–006

Примечание. Заливкой показаны времена накопления тогурской и баженовской нефтематеринских свит и их параметрическое описание.

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом, по распределению температур T_i , «наблюденных» в *любых* точках разреза скважины, рассчитывается тепловой поток q через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе, с известным значением q , решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z (в материнских свитах) на заданные *любые* моменты геологического времени t .

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальная «невязка» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка» это средняя квадратич-

ная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений. Эта погрешность порядка ± 2 °С.

Решение прямых задач геотермии выполняется на ключевые моменты геологического времени, соответствующие временам начала/завершения формирования каждой свиты. Балансовая модель процессов нефтегазобразования (Конторович, 1976, Бурштейн и др., 1997) позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из РОВ материнских отложений: с 85 °С – вхождение в ГЗН материнских пород (аквагенное РОВ), с 95 °С – террагенное РОВ.

Расчетный показатель оценки ресурсов генерированной нефти

Далее, для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [8]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}), \quad (5)$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти, °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Как следует из (5), расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН.

Применяемый показатель оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации керогена. А последнее обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ.

Далее, путем интерполяции расчетного показателя R строится схематическая карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей территории исследований. Карта распределения плотности ресурсов генерированных нефтей представляет собой распределение *относительной* плотности ресурсов генерированной нефти. Относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скважины А плотность ресурсов оценена в 120 усл. ед., а на участке скважины Б – в 60 усл. ед., то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (*отношение 2:1*).

Заключение

При зональном районировании верхнеюрского и мелового нефтегазоносных НГК учитываются толщины резервуаров верхней юры и неокома. Карта относительной плотности аккумулярованных в резервуаре ресурсов нефти строится путем «перемножения» карты распределения толщин резервуара и карты распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей. Здесь, наряду с объемами генерированных нефтей, учитываются аккумулярующие объемы резервуара. Мощности резервуара и плотности генерированных ресурсов учитываются с одинаковым весовым коэффициентом.

Схемы и схематические карты регионально-зонального районирования территорий на сланцевую (аккумулятивную *in situ*) нефть могут быть уточнены и детализированы при учете толщин и текстуры материнских отложений, концентраций и молекулярного, элементного состава РОВ.

Достоверность зонального районирования контролируется сопоставлением с размещением месторождений, с признаками нефтегазоносности и притоками флюидов из интервалов терригенных резервуаров и материнских пород в параметрических, поисковых и разведочных скважинах.

Изложенная методика районирования резервуаров верхней юры и неокома по плотности ресурсов и районирования материнских свит по плотности ресурсов сланцевой нефти, в силу относительной простоты, оперативности и опоры, в основном, на геофизические (геотермические) данные может быть условно названа экспресс-районированием.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
2. Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Брылина А.В., Видик С.В. Перспективы нефтегазоносности баженовской свиты в центральной части Широкого Приобья // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Том 1. XV научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2012. – С. 105–113.
3. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Яртиева А.Ф., Тарасова Т.И., Гибадуллина О.Г., Михайлова О.В. Нефтегазоносность доманиковской продуктивной толщи на территории деятельности НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 10–14.
4. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазоаккумуляции по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. – 2002. – Т. 24. – № 2. – С. 60–70.
5. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
6. Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 4. – С. 3–18.
7. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
8. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.

СОПОСТАВЛЕНИЕ НЕКОТОРЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ФИЗИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ В ТРЕЩИНОВАТЫХ (ПОРИСТЫХ) ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Ислямова А.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В работе рассматриваются некоторые подходы к обнаружению зон трещиноватости горных пород, которые могут служить коллектором трещинного типа, а также оказывать существенное влияние на проектирование разработки месторождения из-за повышенной проницаемости и ориентированности трещин.

Введение

Сейсморазведка является ведущим методом поиска и разведки залежей углеводородов. Усилия исследователей направлены на получение более точной и достоверной информации о строении и структуре нефтесодержащих интервалов геосреды из сейсмических данных. В настоящее время достаточно уверенно на временных разрезах выделяются стандартные купольные ловушки в осадочных пластах, однако высокие темпы разработки запасов приводят к необходимости обращать все больше внимания на нестандартные типы коллекторов с более сложной структурой.

Краткий обзор современных аппаратурно-методических комплексов сейсморазведки

Одним из путей получения более точной и достоверной информации из данных сейсморазведки является поиск эффективных и оптимальных аппаратурных комплексов для решения различных геологических задач. Очевидны тенденции увеличения детальности наблюдений (использование 3D-сети), регистрации всех компонент и частот сейсмического поля, а также усовершенствования стандартной методики расстановки источников и приемников (ВСП, СЛБО и др.). Получаемая при этом сейсмическая информация может служить для решения специальных геологических задач, в том числе, прогноза фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

В частности, схема наблюдений сейсмического локатора бокового обзора (СЛБО), разработанная в 1990–1991 гг. в ГНЦ ВНИИГеосистем (Россия), направлена на выделение энергетически слабых рассеянных волн, являющихся прямым признаком наличия разрывных нарушений и трещиноватости в геологической среде. Расстановка комплекса источников и приемников в данной методике производится на площадках за пределами изучаемой зоны на определенных удалениях. В результате появляется кинематическое разделение отраженных и рассеянных волн, возможность выделения энергетически слабых волн и изучения каждой глубинной точки с разных направлений луча обзора.

Более быстрыми темпами по сравнению с разработкой новых методик наблюдения развивается процесс компьютерной обработки полевой информации. Прогресс в данной области значительно увеличил возможности более полного использования информации, заключенной в сейсмическом волновом поле для расширения круга решаемых геологических задач. Создаются и дополняются программные продукты обработки сейсмических трасс, добавляются новые процедуры обработки как первичных полевых сейсмограмм, так и разрезов после суммирования.

Существует математический аналог описанной выше схемы СЛБО – фокусирующее преобразование, в котором из стандартных полевых данных выбирается система источников и приемников, удовлетворяющая принципу бокового обзора, и проводятся те же процедуры обработки с выделением зон трещиноватости. Другим известным алгоритмом поиска рассеивающих объектов является миграционное преобразование, в основе которого лежит идея подавления поля зеркально-отражающих границ, то есть сейсмических сигналов, связанных с областью первой зоны Френеля. При этом сигналы из остальной части пространства пропускаются практически без подавления, что позволяет выделять на разрезах зоны неоднородностей, приводящие к возникновению рассеянных волн.

Также нельзя обойти вниманием исследования зависимости амплитуды волн от удаления источника – методики обработки AVO (Amplitude Versus Offset). Различные атрибуты AVO-анализа служат для определения азимутальных показателей сейсмической волны, что позволяет достаточно явно выделять в том числе и направление трещиноватости. Кроме того, развиваются и модификации данного метода, например, азимутальный анализ QVO, где изучаются параметры добротности и затухания сейсмического сигнала [1].

Характеристика технологий физического моделирования сейсмических волновых полей

Решение поисково-разведочных задач по данным сейсморазведки невозможно без ясного понимания и количественной оценки влияния тех или иных физико-геологических условий на различные параметры сейсмического поля. Выделение факторов влияния происходит при решении прямой задачи – зная конкретные параметры изучаемого объекта, исследуют атрибуты прошедших через него сейсмических волн, т. е. моделируется процесс распространения волн в среде. Моделирование может выполняться в лаборатории со специальными установками (физическое) или с использованием компьютерных технологий создания моделей и расчета сейсмических полей (математическое).

В физическом моделировании используются как специально созданные образцы из различных материалов, так и подготовленные пробы керна. Однако при таком подходе одной из важнейших задач является соответствие образцов требованиям подобия геологической среде, без которых исследование теряет смысл. Поэтому, исходя из размеров образца, по сравнению с размерами исследуемой геологической области, используются более высокочастотные источники, чем при сейсмических работах, а именно, ультразвуковые и акустические. В результате лабораторных экспериментов измеряются скорости распространения волны, затухание амплитуд, в том числе и в частотной области, а также анизотропия данных свойств, в зависимости от различных петрофизических параметров: пористости, трещиноватости, флюидонасыщенности, термобарических условий.

Изучение литературы, посвященной физическому моделированию распространения сейсмических волн, приводит к публикациям лаборатории прикладной экспериментальной геофизики американского университета Purdue, где вопросом влияния трещиноватости на волну занимаются с 1987 года и опубликовано несколько десятков статей в различных изданиях. Трещины в этих работах рассматриваются как участки разрыва поля смещений, в то время как средние сейсмические напряжения остаются непрерывными, на основании чего вводится понятие удельной жест-

кости трещины как отношение между напряжением и величиной смещений на разрыве сплошности породы.

На основании данных представлений проводятся различные эксперименты. Например, в [2] описан эксперимент с двумя образцами из алюминия: цельным цилиндром и с пропиленными трещинами. В специальной установке, где на одном конце образца закреплен источник колебаний, на другом конце записывается волновой фронт – амплитуда волны в зависимости от времени. Исследуется изменение сейсмических характеристик в зависимости от приложенного давления (рис. 1). Показано, что повышенное давление в цельном образце не приводит к изменениям волнового фронта, в то время как увеличение давления при наличии трещин существенно меняет форму колебаний, амплитуду, частотные характеристики регистрируемой волны. Кроме того, существование системы параллельных трещин приводит к возникновению эффекта волновода, когда большая часть энергии импульса распространяется в центральной зоне образца, при переходе через разрывы энергия тратится, и происходит частотно-зависимое замедление приходящей волны.

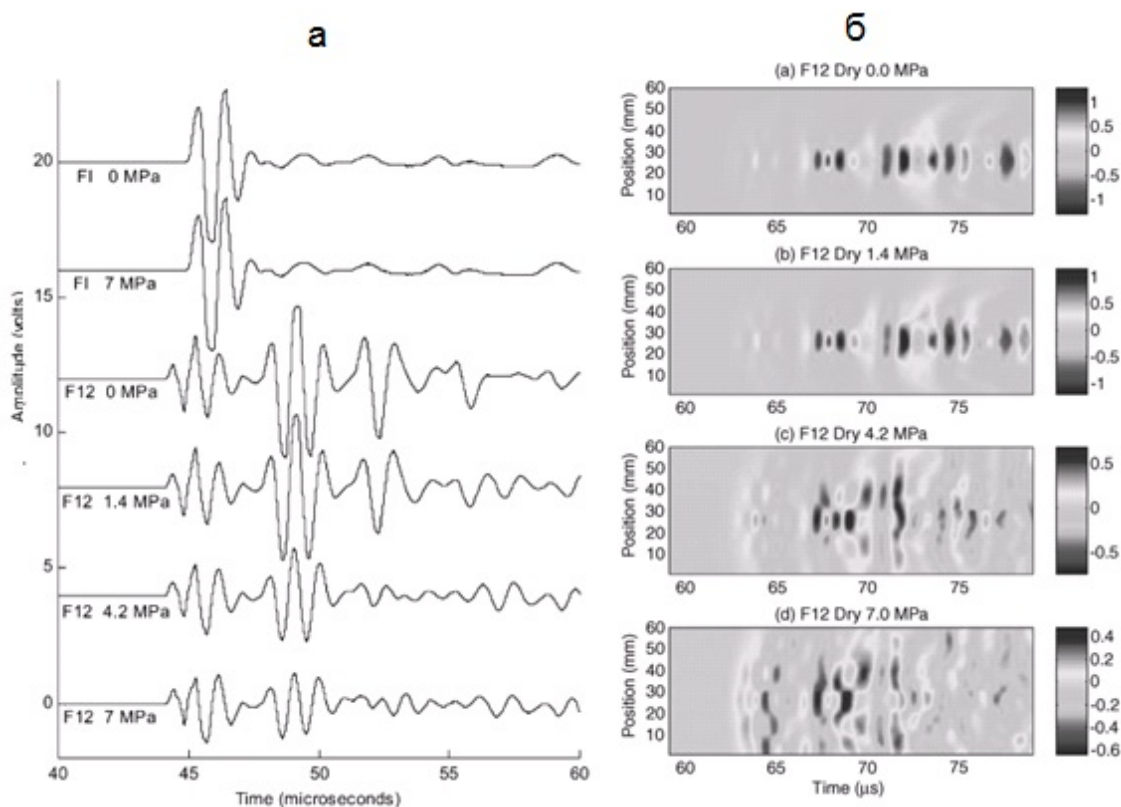


Рис. 1. Запись на приемнике трассы колебаний (а) и волнового фронта (б) при различном давлении, из [2]

Эксперименты проводились и с различными типами насыщения. В [3] сравниваются сухой и водонасыщенный трещиноватый образец, в том числе и под повышенным давлением. Наличие воды в трещинах приводит к уменьшению эффекта волновода в центральной части, т. е. возрастает доля энергии, проходящей через трещины. Повышение давления также ведет к выравниванию волновой картины, на которой практически не заметно наличие неоднородностей в образце. В результате экспериментов получена наглядная картина распространения волны, зарегистрированная специальными колебательными приемниками (рис. 2, слева).

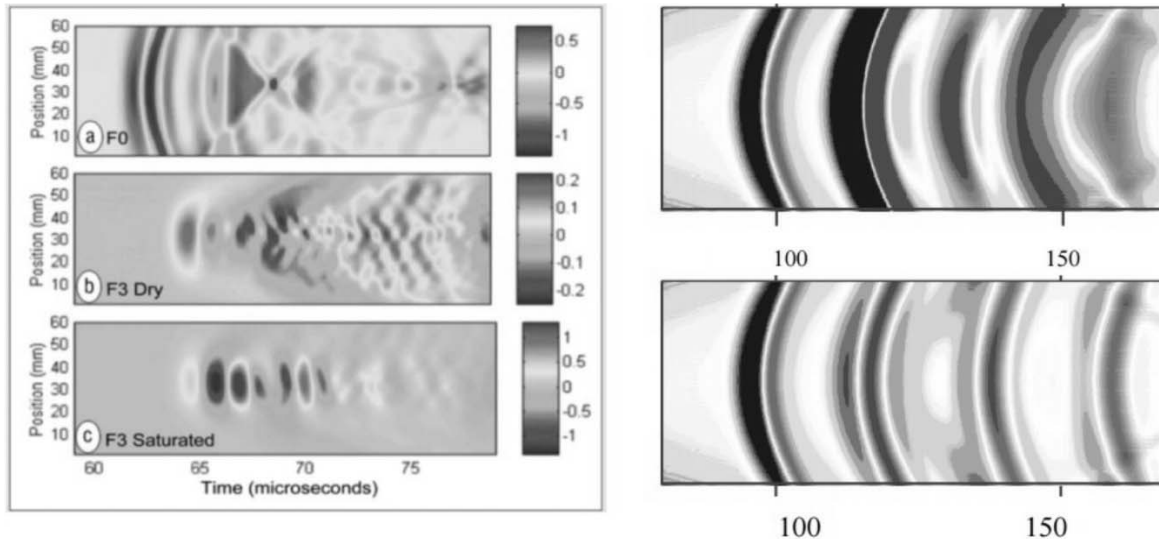


Рис. 2. Слева: временной разрез, полученный в ходе физического эксперимента, из [3]: а) цельный образец, б) трещиноватый сухой образец, в) трещины насыщены водой. Справа: синтетический временной разрез с теми же параметрами: верхняя модель с сухими трещинами, нижняя – в трещинах вода

Результаты математического моделирования сейсмического волнового поля

Однако есть способ, позволяющий получать подобные результаты без использования лабораторного оборудования – все расчеты могут проводиться с помощью компьютерного моделирования. По описанию образца из работы [3] была создана математическая модель, параметры которой совпадают с физическим экспериментом, и рассчитаны сейсмические поля, прошедшие через систему трещин (рис. 2, справа). Считается полное волновое поле, т. е. присутствуют все типы волн, в том числе и поверхностные неоднородные волны, которые являются одним из малоизученных механизмов передачи энергии в трещиноватых средах. Для случая ненасыщенной модели в обоих экспериментах замечаем отсутствие четкой картины чередования фаз, дифракцию волн на последних интервалах времени. При наличии воды сейсмические поля также сходны: достаточно высокая амплитуда первых вступлений волны, с последующим достаточно резким затуханием; сохранение более высоких значений амплитуд в центральной зоне, по сравнению с существенным уменьшением энергии волны в краевых частях модели.

Лабораторные исследования не везде проводятся на искусственных материалах, в качестве модели может выступать керн, образцы горных пород или шлифы. Интересное исследование описано в [4], где использовано реальное изображение поры в шлифе (рис. 3), заданы упругие свойства содержащихся пород и рассчитана дифракция сейсмического поля для различных частот. Приводятся изображения волнового поля после того, как волна прошла через пору, отразилась от границы модели и вновь прошла через пору, поэтому волновая картина в целом выглядит почти хаотичной (рис. 3, б). По указанным параметрам модели нами было математически рассчитано сейсмическое поле (рис. 3, а). Видно, что в обоих случаях пора насыщена короткопериодными колебаниями (чередование черных и белых тонов на рисунках – это экстремумы волн), берега поры отчетливо «прорисованы» сейсмическим полем.

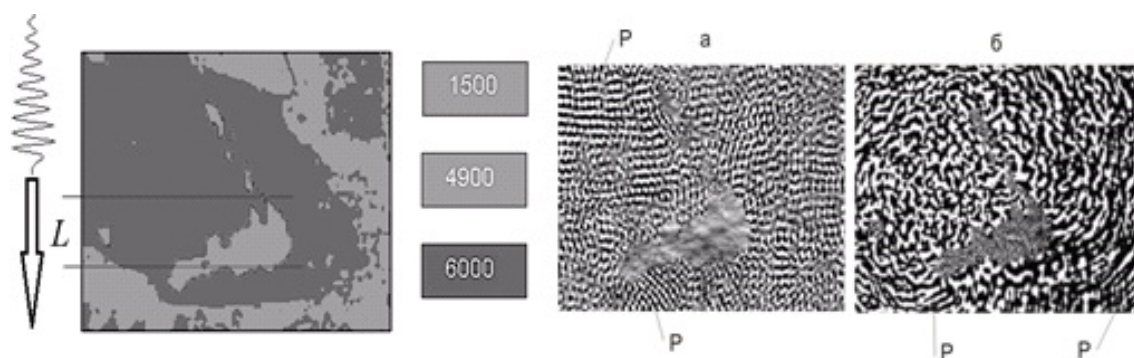


Рис. 3. Матрица скоростей продольных волн в образце, м/с (по работе [4]) и волновая картина после взаимодействия с порой: а – результат расчета автора; б – расчет из [4]

Заключение

Говоря о математическом моделировании, необходимо заметить, что существует весьма обширный и постоянно пополняющийся арсенал программно-вычислительных средств, позволяющий рассчитывать суммарное волновое поле или его отдельные компоненты для разнообразных сейсмических моделей. В настоящей работе приведены лишь некоторые наши результаты, полученные конечно-разностным методом [5].

Литература

1. Оболенцева И.Р., Чичина Т.И. 50 лет исследований сейсмической анизотропии в России // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 10. – С. 1452–1470.
2. Xian C., Nolte D. D., Pyrak-Nolte L. J. Compressional waves guided between parallel fractures // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2001. – vol. 38. – № 6. – pp. 765–776.
3. Pyrak-Nolte L. J. Fracture anisotropy: The role of fracture-stiffness gradients // The Leading Edge. – 2007. – vol. 26. – № 9. – pp. 1124–1127.
4. Bagus Endar B. Nurhandoko, Pongga Dikdya Wardaya, John Adler and Kisko R. Siahaan. Seismic wave propagation modeling in porous media for various frequencies: A case study in carbonate rock Citation: AIP Conference Proceedings 1454, 109 (2012); doi: 10.1063/1.4730699
5. Немирович-Данченко М.М., Ислямова А.А. Численное моделирование распространения сейсмических волн в среде, содержащей одиночную пору или пористый слой // Физическая мезомеханика. – 2015. – Т. 18. – № 3. – С. 92–100.

ГЕОХИМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ «ЮРСКОГО ИСТОЧНИКА» ЗАЛЕЖЕЙ УВ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

¹Коржов Ю.В., ¹Кузина М.Я., ²Исаев В.И., ²Лобова Г.А.

¹Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Обосновывается концепция «главного источника», формирующего залежи в доюрском основании: основным источником УВ для залежей доюрского комплекса в пределах месторождений центральной части Западной Сибири являются низы тюменской свиты, вероятно, тогурские материнские отложения. Вклад основного (юрского) источника и вклад дополнительного (доюрского) источника УВ в формирование залежи составляет 98 % и 2 %, соответственно.

Модель межпластовой миграции нефтяных углеводородов в разрезе юрского и доюрского комплексов

В результате изучения распределения углеводородов (УВ) в породах юрского и доюрского комплексов Рогожниковской группы месторождений получены данные, достаточные для определения набора углеводородных показателей миграции, установления ее направленности. Пространственная геохимическая модель меж- и внутрипластовой вертикальной миграции приведена на рис. 1 В геохимической модели межпластовой миграции нефтяных УВ можно отметить следующее [1, 2 и др.].

1. *Зона юрского нефтепроявления* сформирована в результате межпластовых перетоков из низов среднеюрского отдела (низ тюменской свиты) и из верхних отделов тутлеймской (баженовской) свиты. Миграция из низов тюменской свиты происходит как в вышележащие пласты, заполняя углеводородами юрский комплекс до абалакской свиты, так и в нижележащие триасовые вулканогенно-осадочные породы, насыщая выветрелые и гидротермально проработанные эффузивы и прослои аргиллита.

2. Расстояние проходимое восходящими потоками от тюменской до абалакской свиты составляет около 100 м. Выше абалакского флюидоупора в юрской зоне нефтепроявления начинает доминировать органика тутлеймской (баженовской) и абалакской свит.

3. *Расстояние нисходящей миграции УВ от низов тюменской свиты в триасовые слои составляет 250–270 м, контролируется литологией и ФЕС пород.* Нисходящее перемещение наблюдается только в пределах зоны с признаками вторичного изменения пород. По нижней и верхней границам триасовой зоны тектонической трещиноватости, вторичных метасоматических изменений и гидротермальной проработки накапливаются значительные количества тяжелого битуминозного вещества (молекулы УВ выше C₂₂), близкого по составу нефтяным маслам, смолам.

4. Ниже зоны дезинтеграции (глубины ниже 2900 м), в плотных кислых вулканитах, фиксируется сингенетичный битумоид. Потока мигрирующих веществ не зафиксировано ни по градиенту концентрации веществ, ни по углеводородным показателям миграции.

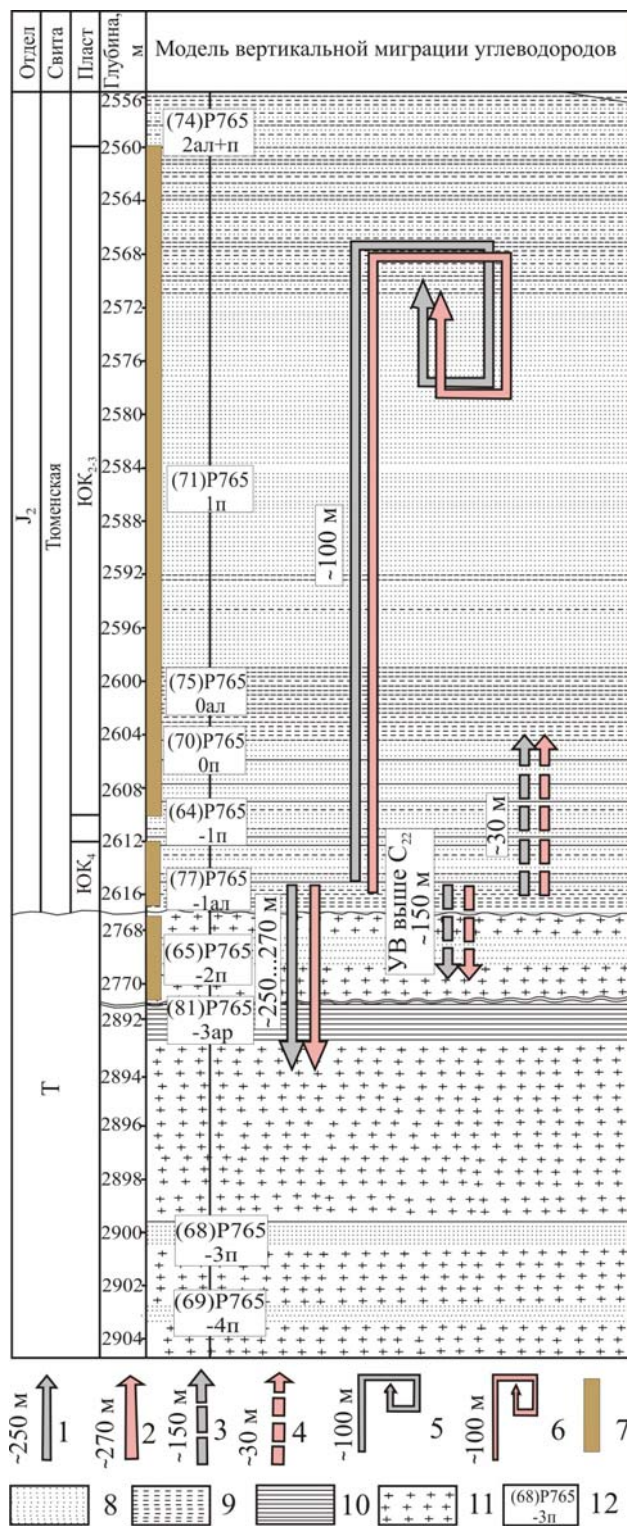


Рис. 1. Геохимическая модель вертикальной миграции углеводородов в разрезе среднеюрских и доюрских отложений Северо-Рогожниковского месторождения:
 1 – межпластовая миграция насыщенных УВ; 2 – межпластовая миграция ароматических УВ;
 3 – межпластовая диффузия насыщенных УВ; 4 – межпластовая диффузия ароматических УВ;
 5 – внутрипластовая миграция насыщенных УВ; 6 – внутрипластовая миграция ароматических УВ,
 7 – нефтепроявления; 8 – песчаник; 9 – алевролит; 10 – аргиллит; 11 – вулканиты триаса;
 12 – шифр образца

Оценка относительного вклада материнских/отдающих пород в формирование ресурсов УВ залежей доюрского НГК

Геохимическая модель (рис. 1) показывает, что в образовании нефтяных залежей в коллекторах доюрского комплекса участвовало органическое вещество *двух разных источников*. *Первый* – нижние слои нижнеюрских отложений, отдающие углеводороды нисходящей миграцией в результате гидравлических процессов. Высокое содержание органических веществ в нижнеюрских аргиллитах позволяет предположить этот источник в качестве *основного*. *Второй источник* – вулканиты триасового (ниже коры выветривания) и нижележащего палеозойского комплексов, отдающие углеводороды восходящей миграцией в результате направленной диффузии в тепловом поле. Низкое содержание органических веществ позволяет предположить этот источник в качестве *второстепенного*.

Оценка относительного вклада каждого из указанных «источников» в образование нефтяных залежей проведена путем *решения условной задачи «мгновенного» образования залежи при эмиграции микроневфти из отдающих пород в пределах ограниченной площади нефтесбора* (рис. 2). Данная задача решена для современного состояния насыщения пород миграционно способным органическим веществом. *Граничные условия задачи:*

1. Первый нефтеотдающий слой – нижнеюрские аргиллиты. Согласно аналитическим данным, текущий уровень содержания миграционно способного органического вещества $M_H^{\ominus} = 1700$ мг/кг (при принимаемой средней плотности аргиллитов $\rho_{\text{арг}} = 2500$ кг/м³, $M_H^{\ominus} = 4,25$ кг/м³). Далее, принимается, что коэффициент эмиграции углеводородов из аргиллитов $K_{\text{ЭА}} = 0,25$.

2. Второй отдающий слой – триасовые породы. Согласно аналитическим данным, предельный уровень содержания миграционно способного органического вещества $M_H^{\ominus} = 60$ мг/кг (при принимаемой средней плотности вулканитов $\rho_{\text{вулк}} = 3000$ кг/м³, $M_H^{\ominus} = 0,18$ кг/м³). Далее, принимается, что коэффициент эмиграции УВ из вулканитов $K_{\text{ЭВ}} = 0,10$.

3. В результате нефтеотдачи (дренажа, файлюации) может образоваться залежь в зоне контакта: площадь $S = 50$ км² ($5 \cdot 10^7$ м²); высота залежи $h = 2$ м; коэффициент нефтенасыщения породы $K_H = 0,2$.

При указанных размерах ($V = 1 \cdot 10^8$ м³) и нефтенасыщении породы, залежь будет содержать ресурс нефти в объеме $V_H = 2 \cdot 10^7$ м³ или в массе $M_H = 1,6 \cdot 10^{10}$ кг, при принимаемой плотности нефти 800 кг/м³.

Вопрос. Какова будет площадь нефтесбора, при заданной высоте отдающего слоя, для обеспечения локальной залежи углеводородами указанных двух источников? Каков вклад каждого из источников?

Решение. Объем отдающей породы, содержащий необходимое количество микроневфти для образования залежи определяется по формулам: 1) для юрских аргиллитов $V(\text{м}^3) = S(\text{м}^2) \cdot h(\text{м}) = M_H(\text{кг}) / (M_H^{\ominus} \cdot K_{\text{ЭА}})$; 2) для триасовых вулканитов $V(\text{м}^3) = S(\text{м}^2) \cdot h(\text{м}) = M_H(\text{кг}) / (M_H^{\ominus} \cdot K_{\text{ЭВ}})$.

Результаты решения задачи для различной высоты отдающего слоя следующие. При высоте отдающего слоя 5–8 м, при «мгновенной» отдаче углеводородов, нижнеюрские аргиллиты могут обеспечить образование залежи нефти $2 \text{ м} \times 50 \text{ км}^2$ с $K_H = 0,2$ с площади нефтесбора 1882–3011 км², что сравнимо с площадью Северо-Рогожниковского и Рогожниковского месторождений (~1800 км²). Плотные триасовые вулканиты, даже при увеличении мощности отдающего слоя на порядок (до 50 м), не могут обеспечить образование подобной залежи.

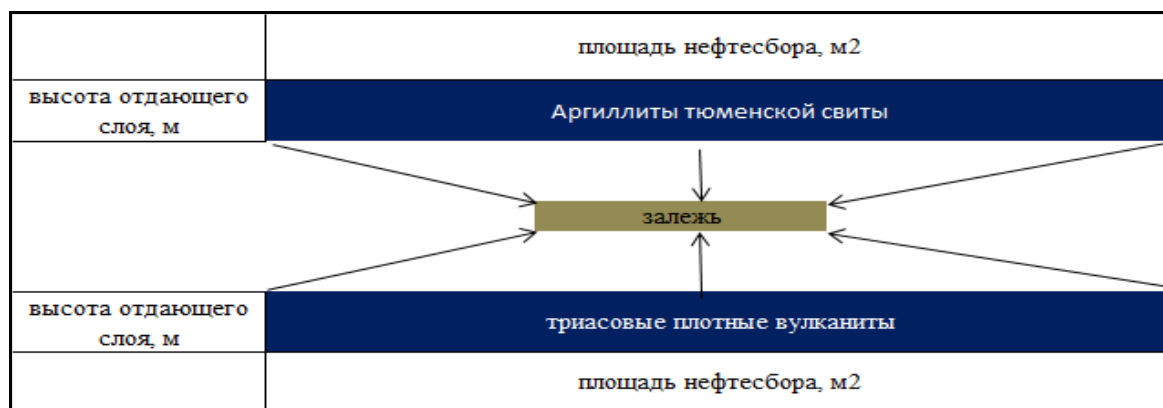


Рис. 2. Схема образования залежи нефти в триасовом переходном комплексе при межпластовой миграции подвижного ОБ из двух независимых источников

Залежь переходного комплекса и выше- и нижележащие предположительно материнские (отдающие нефть) породы	Геометрические характеристики площади нефтесбора		Кол-во нефти, кг	Размеры залежи	
	Высота отдающего слоя, м	Площадь нефтесбора, км ²		Из разных источников	высота (h), м
Тюменская свита, 1700 мгОВ/кг	6	2500			
Триасовый коллектор, верх	15937500000	98,33	16207500000	2	50,65
Триасовый коллектор, низ	2700000000	1,67			
Триасовые плотные вулканиты, 60 мгОВ/кг	6	2500			

Рис. 3. Схема, поясняющая относительный вклад ОБ материнских/отдающих юрских и доюрских пород в формирующуюся условную залежь

На рис. 3 приведены результаты расчета вклада двух независимых источников в образование залежи нефти. Схема показывает, что соотношение вклада основного источника (нижнеюрские аргиллиты) и дополнительного источника (доюрские плотные породы) углеводородов в локальную залежь при одинаковой площади нефтесбора и толщине отдающего слоя, составляет 98,3 и 1,7 %, соответственно.

Литература

- Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Жильцова А.А., Кузина М.Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.
- Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кудряшова Л.К. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по данным гравиразведки и геохимии) // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 65–72.

К ВОПРОСУ О РЕЗУЛЬТАТАХ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ ГИС

Мельник И.А.

ТФ АО «СНИИГГиМС», Томск

В работе показан основной принцип статистической интерпретации материалов ГИС и некоторые результаты инновационной интерпретации каротажных диаграмм на основе старого фонда материалов ГИС. Данный метод (в песчаных коллекторах) позволяет определять интенсивности вторичных процессов, обусловленных наложенным эпигенезом, выделять низкоомные УВ насыщенные интервалы.

Введение

Использование разработанной технологии статистической интерпретации каротажных диаграмм в несколько сотен скважин позволило выявить области применения данной технологии при поиске углеводородных (УВ) залежей. Методы традиционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) основаны на связях первых производных показаний регистратора с доминирующими факторами влияния характеристик породы пласта. В отличие от них, статистический метод интерпретации базируется на изучении корреляционных зависимостей между различными данными ГИС исследуемого интервала. Что позволяет идентифицировать определенные корреляционные связи с интенсивностью процессов вторичных преобразований терригенных пород [1, 2].

Алгоритмы интерпретации

Например, пусть нам даны две дискретные выборки – пористость песчаной породы и глинистость исследуемого интервала пласта. Важнейшим показателем корреляции двух не связанных дискретных выборок (X, Z) являются коэффициенты корреляции R и аппроксимации R^2 определяющихся следующим образом:

$$R = \left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(z_i - \bar{z}) \right) / (n \sigma_x \sigma_z),$$

где σ – стандартное (среднеквадратичное) отклонение выборочных значений. Коэффициент аппроксимации отражает долю дискретных значений от общего их количества n , соответствующую определенной функциональной зависимости (например, $f = Z(X)$), т. е. «тесноту» их связи. В случае отсутствия вторичных процессов с увеличением глинистости пористость породы уменьшается. При проявлении положительной корреляции глинистости с общей пористостью с большой долей вероятностью можно утверждать о присутствии геохимического процесса преобразования породы, приводящего к вторичной каолинизации в исследуемом песчаном интервале [3].

Для определения доли интервала пласта, где вторичный процесс преобразует вещество, путем скользящей линии точек вдоль оси скважины с неким шагом вычисляем необходимый параметр по следующей зависимости [4]:

$$Y = q/n = \left(\sum_{i=1}^n q_i \right) / n,$$

где q – количество выборочных значений с положительной корреляцией пористости и глинистости (для вторичной каолинизации), определяемых по данным ГИС, т. е.

при условии $R_i > +0.6$; n – генеральная выборка (количество точек песчаного интервала). Статистический параметр Y выражает интервальную меру влияния процессов метаморфизма породы в песчаниках исследуемых пластов, т. е. в данном случае показывает долю вещества исследуемого интервала, в которой с увеличением глинистости пористость увеличивается, образуется вторичная каолинизация. Назовем его *интервальный параметр*.

Произведение усредненных по интервалу статистических параметров $i=YR^2$ выражает как качественную, так и количественную статистические характеристики интенсивностей вторичных процессов [4]. На основании стандартных материалов ГИС (ПС, КС, НГК, ГК), можно определять интенсивности вторичных пиритов, каолинитов, пелитов и карбонатов в песчаных породах. При сопоставлении результатов инновационной интерпретации с результатами петрографических исследований шлифов (по определению содержания вторичных минералов) были выявлены следующие коэффициенты корреляции: $R_{\text{пир}} = +0,97$, $R_{\text{карб}} = +0,9$; $R_{\text{пел}} = +0,75$; $R_{\text{каоол}} = +0,78$ [1, 2]. Что позволило применить инновационную технологию интерпретации для решения различных задач при поиске УВ залежей [5, 6].

Задачи, решаемые статистической интерпретацией

Как правило, в земной коре образование вторичных минералов обусловлено процессами наложенного эпигенеза [3]. Процесс эпигенеза пород коллекторов, прежде всего, связан с поступлением внешних флюидов в квазизамкнутый коллектор по вертикальным сейсмотектоническим разломам и трещинам. Поэтому интенсивности вторичных минералов могут служить индикатором поступившего в коллектор флюида, его характеристик и показателем свойств флюидоупора. Если проследить изменения интенсивностей вторичных процессов по нескольким десяткам песчаных интервалов в разрезе скважины, то по нескольким скважинам можно определить присутствие (отсутствие) разломов, трещин, характера метасоматоза (углекислотный, щелочной) с соответствующими растворенными в воде углекислотой, сероводородом, либо гидроксилами.

С увеличением интенсивности вторичного геохимического преобразования полимиктовой песчаной породы, возможно образование поверхностного слоя в пустотах песчаника с повышенной электрической проводимостью. Этому способствует образование двойного электрического слоя, вкрапления пиритов в поверхности слоя, что приводит к появлению низкоомных интервалов с возможным углеводородным насыщением [5].

Величина отношений усредненных интенсивностей каолинизации в меловых песчаниках к каолинизации в юрских отложениях контролируется состоянием качества региональной покрывки (баженовской и марьяновской свит) с точки зрения присутствия, либо отсутствия близкорасположенного к скважине флюидопроницаемого разлома. Это позволяет определять зоны возможной миграции флюидов (УВ) из нижележащих юрских пластов в меловые отложения.

Исследования корреляций по латерали между выборками усредненных (по разрезу) данных интенсивностей каолинизации с низкоомным параметром, карбонатазации и пиритизации с пористостью позволяют выявить режимы формирования, либо разрушения залежей УВ. Изучение интенсивностей вторичных карбонатов, пиритов и каолинитов дает возможность выявить наиболее перспективные зоны образования залежей УВ с низкоомными интервалами.

По результатам инновационной интерпретации каротажных диаграмм полимиктовых песчаных интервалов (вдоль разреза скважины) можно определять:

1. Пропущенные низкоомные нефтегазонасыщенные интервалы.
2. Вероятность и причину образования низкоомного УВ насыщенного интервала.
3. Качество флюидоупоров (например, присутствие в них трещин и разломов).
4. Относительные содержания элементов железа, бора и калия.
5. Интенсивности вторичной каолинизации, вторичной карбонатизации, вторичной пелитизации (гидроглинизации) и пиритизации. По величине интенсивности вторичных процессов можно вычислять и содержания соответствующих вторичных минералов.
6. Приращенное УЭС, обусловленное вторичными геохимическими процессами.
7. Палеосоленость исследуемых пластов (по относительному содержанию бора) и, соответственно фаціальную обстановку осадконакопления.

Заключение

Таким образом, на основе данных *старого фонда материалов ГИС*, при изучении песчаных интервалов в сотнях скважин (при соответствующей плотности) на исследуемой территории можно построить карты распределения вероятности обнаружения низкоомных интервалов по горизонтам, а также распределения интенсивностей вторичных процессов, качество флюидоупоров и карту фаціальной обстановки осадконакопления.

Литература

1. Мельник И.А. Выявление вторично преобразованных терригенных коллекторов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геофизика. – 2013. – № 4. – С. 29–36.
2. Мельник И.А. Вычисление интенсивности вторичных геохимических процессов в песчаных пластах по материалам геофизических исследований скважин // Каротажник. – 2014. – № 1. – С. 52–66.
3. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра.– 1992.– 239 с.
4. Мельник И.А. Определение интенсивности вторичных геохимических процессов на основе статистической интерпретации материалов ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 35–40.
5. Мельник И.А. Причины понижения электрического сопротивления в низкоомных коллекторах // Геофизические исследования. – 2014. – № 4. – С. 44–53.
6. Мельник И.А. Распределение вероятности обнаружения низкоомных нефтегазонасыщенных пластов в меловых отложениях Томской области // Каротажник. – 2014. – № 12. – С. 22–35.

ПОСТРОЕНИЕ ВОЛНОВЫХ ФРОНТОВ В АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ

¹Мельникова Н.А., ^{2,3}Немирович-Данченко М.М., ²Ислямова А.А.

¹Северский технологический институт НИЯУ МИФИ, Северск, Томская обл.

²Томский политехнический университет

³Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

При интерпретации данных в сейсмологии и сейсморазведке одним из основных параметров является время распространения фронта поперечной (продольной) волны от источника до приемников. Задача построения фронтов является тривиальной лишь для изотропных однородных сред. В случае же реальных геосред (неоднородных, слоистых, первично-анизотропных, блочных и т.п.) построение фронтов сопряжено с рядом вычислительных особенностей. В предлагаемой работе приводятся некоторые способы вычисления фронтов упругих волн для анизотропных сред.

Введение

Фундаментальные основы для решения задач кристаллоакустики заложены во второй половине нашего столетия Ф.И. Федоровым [1]. Удаётся получать и исследовать общее решение для широкого класса практических случаев. Эти результаты находят свое применение в физической акустике, дефектоскопии, пьезотехнике, сейсморазведке. При этом для многих задач возможно лишь численное решение, а для правильной интерпретации результатов расчетов необходимо опираться на некие общие аналитические результаты. Поэтому авторы приводят здесь данные теоретико-справочного характера.

Постановка и общее решение задачи

Будем рассматривать двумерные волновые картины для гексагональных кристаллов для случая, когда ось Z совмещена с главной осью анизотропии. Приведем формулы, характеризующие упругие волны в плоскости XZ . Запишем уравнения движения в перемещениях (смещениях)

$$\rho \ddot{u}_i = c_{ijkl} \frac{\partial u_j}{\partial x_k} \frac{\partial u_l}{\partial x_k} \quad (1)$$

Решение уравнений (1) будем искать в виде семейств плоских волн

$$\vec{u}(\vec{r}, t) = A \vec{p} \exp[i(\vec{k}\vec{r} - \omega t)], \quad (2)$$

здесь \vec{r} – радиус-вектор частицы среды, \vec{p} – вектор поляризации, \vec{k} – волновой вектор (вектор пространственных частот), ω – круговая частота, A – амплитуда волн, ρ – плотность среды.

Следовательно, мы ищем решения в виде волн, распространяющихся в положительном направлении оси времени с частотой f ($\omega = 2\pi f$). В пространстве эти волны распространяются с частотами k_x , k_y , k_z , характеризующими степень наклона фронта волны к соответствующей оси. Например, волновой вектор $(k, 0, 0)$ соответствует плоскости с нормалью, коллинеарной оси X . Вводят единичный вектор волновой нормали \vec{m} так, что $\vec{k} = (2\pi / \lambda) \vec{m}$. В оптике этот вектор называется вектором рефракции. Другие встречающиеся названия – медленность (slowness), обратная

скорость. Здесь λ – длина волны. Возмущение данной частоты в среде пробегает путь λ за время $T = 1/f$, поэтому величину $v = \lambda f$ называют *фазовой* скоростью. Учитывая вышесказанное, формулу (2) запишем в виде

$$\bar{u}(\vec{r}, t) = A\bar{p} \exp\left[\frac{2\pi}{\lambda} i(\vec{m}\vec{r} - vt)\right] \quad (3)$$

Подставив (3) в уравнения (1), получим уравнения Кристоффеля $\rho v^2 p_i = c_{ijkl} m_j m_k p_l$, где свертка $c_{ijkl} m_j m_k$ – тензор Кристоффеля Γ_{il} . Так как $p_i = \delta_{il} p_l$, то запишем окончательно $\{\Gamma_{il} - \rho v^2 \delta_{il}\} p_l = 0$.

При вычислении компонент тензора Кристоффеля нужно учитывать, что, например, $c_{1313} = c_{1331} = c_{3131} = c_{3113} \equiv c_{13}$.

В нашем случае матрица тензора Γ_{il} имеет размерность 2×2 и составлена из элементов с индексами 1 и 3

$$\Gamma_{il} = \begin{pmatrix} c_{11} m_x^2 + c_{55} m_z^2 & (c_{13} + c_{55}) m_x m_z \\ (c_{13} + c_{55}) m_x m_z & c_{55} m_x^2 + c_{33} m_z^2 \end{pmatrix}, \quad (4)$$

(здесь необходимо учесть, что индекс 5 соответствует сочетаниям (13) и (31)).

Корни биквадратного уравнения Кристоффеля

$$\begin{vmatrix} \Gamma_{11} - v^2 & \Gamma_{13} \\ \Gamma_{13} & \Gamma_{33} - v^2 \end{vmatrix} = 0 \quad (5)$$

выглядят так:

$$v_{1,2} = \sqrt{\frac{\Gamma_{11} + \Gamma_{33} \pm \sqrt{(\Gamma_{11} - \Gamma_{33})^2 + 4\Gamma_{13}^2}}{2\rho}}. \quad (6)$$

При вычислениях по формуле (6) следует иметь ввиду, что угол θ в плоскости (x, z) отсчитывается от оси Z , поэтому для вектора волновой нормали имеем $m_x = \sin(\theta)$, $m_z = \cos(\theta)$.

Формулы (6) определяют фазовые скорости. В пространстве поверхности фазовых скоростей – это уравнения 12 степени относительно v . Величины $1/v_{1,2}$ называются рефракцией (медленностью), поверхности рефракции описываются уравнением 6 степени. Волновая поверхность, или поверхность лучевых скоростей, характеризует перенос энергии в пространстве и описывается уравнением высокой степени (по Фёдорову, [1], предельный порядок уравнения – 150).

Для построения волновых поверхностей нами использован геометрический метод Postma [2].

Решение задачи для монокристалла графита

В таблице приведены константы для ряда гексагональных кристаллов (компоненты c_{ij} даны в ГПа, плотность в кг/м^3).

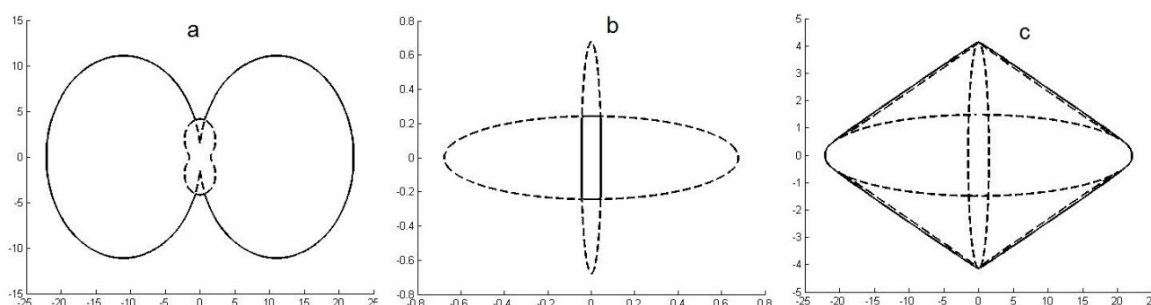
На рисунке построены кривые фазовых скоростей (а), обратных скоростей (б) и лучевых скоростей (с) для одного из предельных случаев анизотропии (монокристалл графита). В изотропной среде все индикатрисы скоростей были бы концен-

трическими окружностями (а поверхности фазовых скоростей, медленностей и лучевых скоростей – сферами).

Константы для ряда гексагональных кристаллов

Вещество	C11	C13	C33	C44	ρ
Лёд	13,84	5,81	14,99	3,19	919
Цинк	165	50,1	62	39,6	7100
Кобальт	307	103	358	75,5	8900
Апатит	167	66	140	66,3	3200
Графит	1109	0	38,7	4,95	2267

Показанные на рисунках кривые есть сечения поверхностей – поверхности фазовых скоростей (слева), поверхности медленностей (в центре) и поверхности лучевых скоростей (справа). Последние поверхности есть не что иное, как фронты распространяющихся волн, ибо энергия в волне переносится по лучам. Участки вогнутости поверхностей рефракции определяют области рефракции на фронтах.



Индикатрисы фазовых скоростей (а), медленностей (b) и лучевых скоростей (с) монокристалла графита. Сплошная линия – квазипродольная волна, пунктир – квазипоперечная SV волна

В *изотропной* среде лучевые и фазовые скорости совпадают – фронты (волновые поверхности) представляют собой сферы, и нормаль в любой точке фронта коллинеарна лучу, проведенному к этой точке из места излучения.

Заключение

Изложенная методология может быть использована на стадии камеральной обработки временных сейсмических разрезов, при оценке особенностей распространения сейсмических волн в кристаллическом фундаменте.

Литература

1. Федоров Ф.И. Теория упругих волн в кристаллах. – М.: Наука, 1965. – 300 с.
2. Postma G. W. Wave propagation in a stratified medium // Geophysics. – 1955. – Vol. 20. – № 4 (October, 1955). – pp. 780–806.

СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

¹Митюнина И.Ю., ^{1,2}Бычков С.Г.

¹Пермский госуниверситет национальный исследовательский университет,

²Горный институт УрО РАН, Пермь

Предложена технология построения геолого-геофизической модели верхней части разреза на основе комплексной интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ, высокоточной гравиразведки и электроразведки ВЭЗ. Технология реализована на базе геоинформационной системы ArcGIS. Построенная модель позволяет осуществлять учет влияния неоднородностей верхней части разреза при обработке и интерпретации геофизических данных.

Краткий обзор проблемы

Детальная геолого-геофизическая модель верхней части разреза (ВЧР) играет большую роль при интерпретации геофизических данных. В сейсморазведке МОГТ весьма остро стоит проблема подготовки статических поправок, исключаящих скоростные неоднородности пород ВЧР из времен регистрации целевых отражающих горизонтов. В гравиразведке она необходима для введения поправок за промежуточный слой. Особенно актуально построение объемной геолого-геофизической модели ВЧР в условиях развития соляной тектоники, туфово-траппового магматизма, резкопересечённого рельефа местности, типичных для нефтепоисковых районов Восточной Сибири, где традиционные методы расчета статических поправок, применяемые в сейсморазведке, имеют определенные ограничения [1].

При поисках и разведке месторождений нефти и газа сейсмические работы часто проводят совместно с гравиметрическими по одним и тем же линиям наблюдений. К настоящему времени предложены различные способы использования данных гравиразведки для расчета статических поправок, которые сводятся, в основном, к решению линейной обратной задачи, т. е. определению плотности пород ВЧР с последующим пересчетом полученных плотностей в интервальные скорости. В качестве исходной информации для решения обратной задачи используется либо наблюдаемое гравитационное поле, либо его локальная составляющая, полученная тем или иным формальным способом [2]. Заслуживает внимания метод, разработанный иркутскими геофизиками [1], который отличает, прежде всего, комплексность подхода к вычислению поправок за влияние ВЧР.

Возможности технологии построения комплексной модели ВЧР

Нами [3] предложена технология построения согласованной сейсмогравиметрической модели ВЧР, которая основана на реализации итерационного процесса интерпретации гравитационных и волновых полей и уточнения регрессионной зависимости между скоростными и плотностными свойствами пород. Технология успешно использована для расчета статических поправок на ряде профилей МОГТ в пределах Пермского Прикамья и сопредельных территорий. Однако задача построения согласованной сейсмогравиметрической модели ВЧР существенно усложняется при проведении площадных геофизических работ.

Рассмотрим возможности построения геолого-геофизической модели ВЧР на одной из площадей, расположенной в Соликамской депрессии Предуральяского краевого прогиба. С целью детального изучения геологического строения месторождения нефти, приуроченного к верхнедевонско-турнейскому рифогенному массиву, поставлены сейсморазведка 3D (ОАО «Пермнефтегеофизика») и гравirazведка масштаба 1:10 000 (Горный институт УрО РАН). Гравиметрическая съемка, основной задачей которой являлась локализация плотностных неоднородностей в нижнепермской надсолевой и соляной толщах, выполнена по сейсмическим профилям 3D со среднеквадратической погрешностью определения аномалий Буге $\pm 0,028$ мГал.

Ранее на изучаемой территории, характеризующейся сильной изрезанностью рельефа поверхности наблюдений (рис.1), проводились сейсморазведочные работы 2D и имеется достаточно большой объем углубленных скважин, где были выполнены микросейсмокаротажные (МСК) работы по изучению скоростного строения ВЧР. На обрамлении данной площади имеются кондиционные карты аномалий силы тяжести масштаба 1:25 000, которые можно использовать для учета краевых эффектов при трансформациях гравитационного поля. Кроме того, в пределах изучаемой территории были проведены электроразведочные работы ВЭЗ по редкой сети профилей.

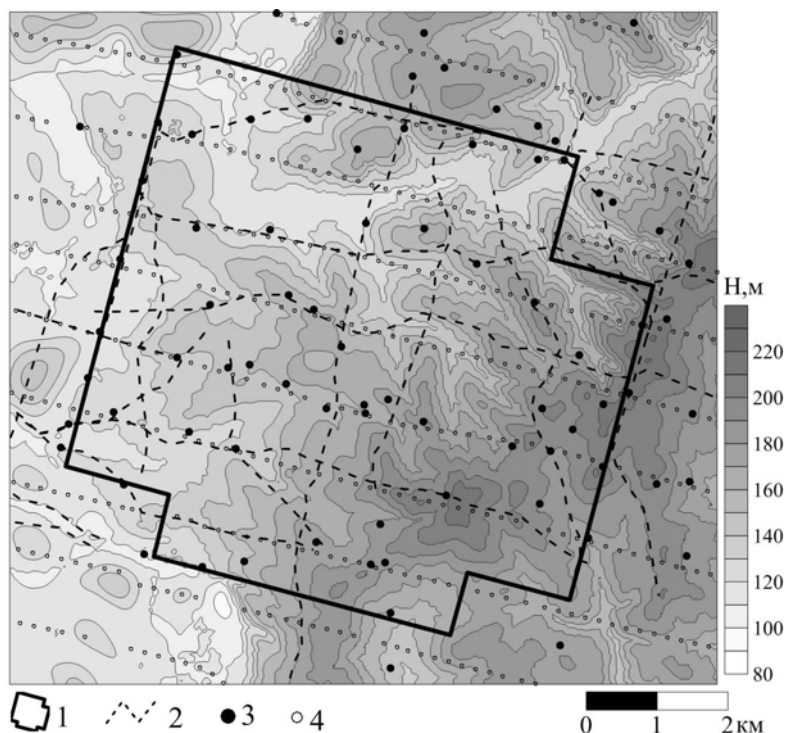


Рис. 1. Схема изученности площади: 1 – площадь съемки сейсморазведки 3D и гравirazведки, 2 – профили сейсморазведки 2D, 3 – скважины с МСК, 4 – пикеты электроразведки ВЭЗ

Создание скоростной модели верхней части разреза по комплексу геофизических методов осуществлялось в несколько этапов. Вначале для площади сейсмической съемки 3D были рассчитаны статические поправки по материалам каждого из методов исследования.

Интерпретация гравиметрических данных с целью изучения плотностного строения ВЧР проводилась в системе VECTOR [4], позволяющей эффективно осуществлять разделение составляющих поля от разноглубинных источников. Из предварительно редуцированного (за влияние толщи солей) поля силы тяжести выделе-

ны локальные составляющие, вычисленные с различными параметрами трансформации системы VECTOR. Полученные локальные аномалии сравнивались с картой скоростей ВЧР, построенной по данным МСК, и выбрана локальная составляющая, которая наилучшим образом согласуется со скоростями упругих волн в толще ВЧР. При отсутствии на площади скважин с МСК в качестве априорных данных о скоростях упругих волн могут выступать результаты интерпретации временных полей первых волн профильных наблюдений МОГТ.

Алгоритм интерпретации электроразведочных данных включал следующие операции:

- 1) интерпретация кривых ВЭЗ в рамках квазиоднородно-слоистой модели разреза;
- 2) построение трехмерной геоэлектрической модели разреза;
- 3) вычисление интегральных электрических характеристик толщи ВЧР;
- 4) определение корреляционной зависимости между электрическими и упругими параметрами пород ВЧР.

По редкой сети сейсмических профилей 2D осуществлен расчет статических поправок по временным полям первых волн. С этой целью проведена интерпретация временных полей в предположении о регистрации в первых вступлениях головных преломленных волн [5]. С использованием модуля Target (Geosoft, Inc.) построена скоростная модель разреза, которая послужила основой для определения статических поправок. При этом для учета квазианизотропии скоростных свойств ВЧР использовались материалы сейсмокаротажа трех глубоких скважин, имеющих на данной площади.

Сравнительная оценка эффективности предложенной технологии

Сравнение полученных результатов с картой статических поправок, определенных по первым вступлениям сейсмограмм площадных наблюдений МОГТ с использованием комплекса программ Millennium (Green Mountain Geophysics, USA) показывает, что статические поправки, вычисленные различными способами, хорошо согласуются между собой, хотя на отдельных участках территории различия в значениях поправок достигают 5 мс и более.

Для создания комплексной модели верхней части разреза в геоинформационной системе ArcGIS была проведена геообработка grid-моделей статических поправок, полученных различными методами. Сопоставление моделей осуществлялось с помощью процедуры взвешенного суммирования растровых слоев. При этом вес отдельной точки в пределах одной grid-модели (слоя) выбирался с учетом ее удаленности от пункта наблюдения соответствующего метода, а весовой коэффициент слоя зависел от тесноты корреляционной связи между значениями статических поправок, полученных данным методом, и данными МСК. Окончательные значения статических поправок вычислялись как средневзвешенные по трем методам.

Оценка точности статических поправок, вычисленных по комплексу геофизических методов (рис. 2, а), проведена путем сравнения их с данными МСК. Среднеквадратическое отклонение значений поправок составило $\pm 2,3$ мс. Для сравнения: погрешность статических поправок, рассчитанных в ОАО «Пермнефтегеофизика» по временам первых вступлений в комплексе программ Millennium (Green Mountain Geophysics) и использованных при промышленной обработке материалов сейсмо-разведки 3D, равна $\pm 3,3$ мс (рис. 2, б).

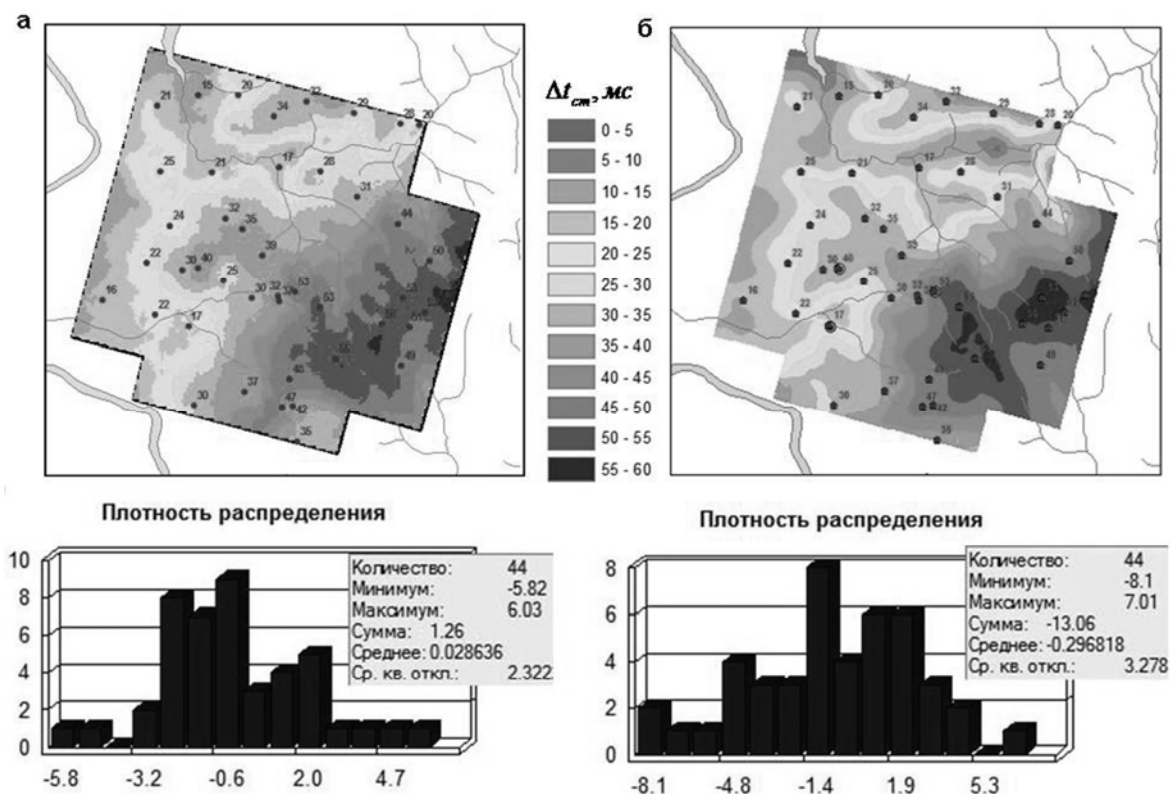


Рис. 2. Карты статических поправок и гистограммы распределения погрешностей определения поправок в точках МСК, полученные по комплексу геофизических методов (а) и по материалам площадных наблюдений в комплексе Millennium (б)

Литература

1. Гаченко С.В., Иванов Н.К., Мандельбаум М.М. Оптимизация статических поправок при проведении сейсмических исследований // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 3. – С 47–50.
2. Кочнев В.А., Гоз И.В. Возможности гравиметрии и магнитометрии при интерпретации сейсмических данных // Геофизика. – 2008. – № 4. – С. 28–32.
3. Бычков С.Г., Митюнина И.Ю. Подавление влияния приповерхностных неоднородностей с помощью сейсмогравитационного моделирования // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 36-й сессии Междунар. семинара. – Казань: 2009. – С. 77–80.
4. Простолупов Г.В., Новоселицкий В.М., Конешов В.Н., Щербинина Г.П. Об интерпретации гравитационного и магнитного полей на основе трансформации горизонтальных градиентов в системе "VECTOR" // Физика Земли. – 2006. – № 6. – С. 90–96.
5. Митюнина И.Ю., Спаский Б.А., Лаптев А.П. Первые волны на сейсмограммах МОВ и изучение верхней части разреза // Геофизика. – 2003. – № 5. – С. 5–12.

РЕОЛОГИЯ ЛИТОСФЕРЫ АВСТРАЛИЙСКОГО КОНТИНЕНТА В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ

Петрищевский А.М.

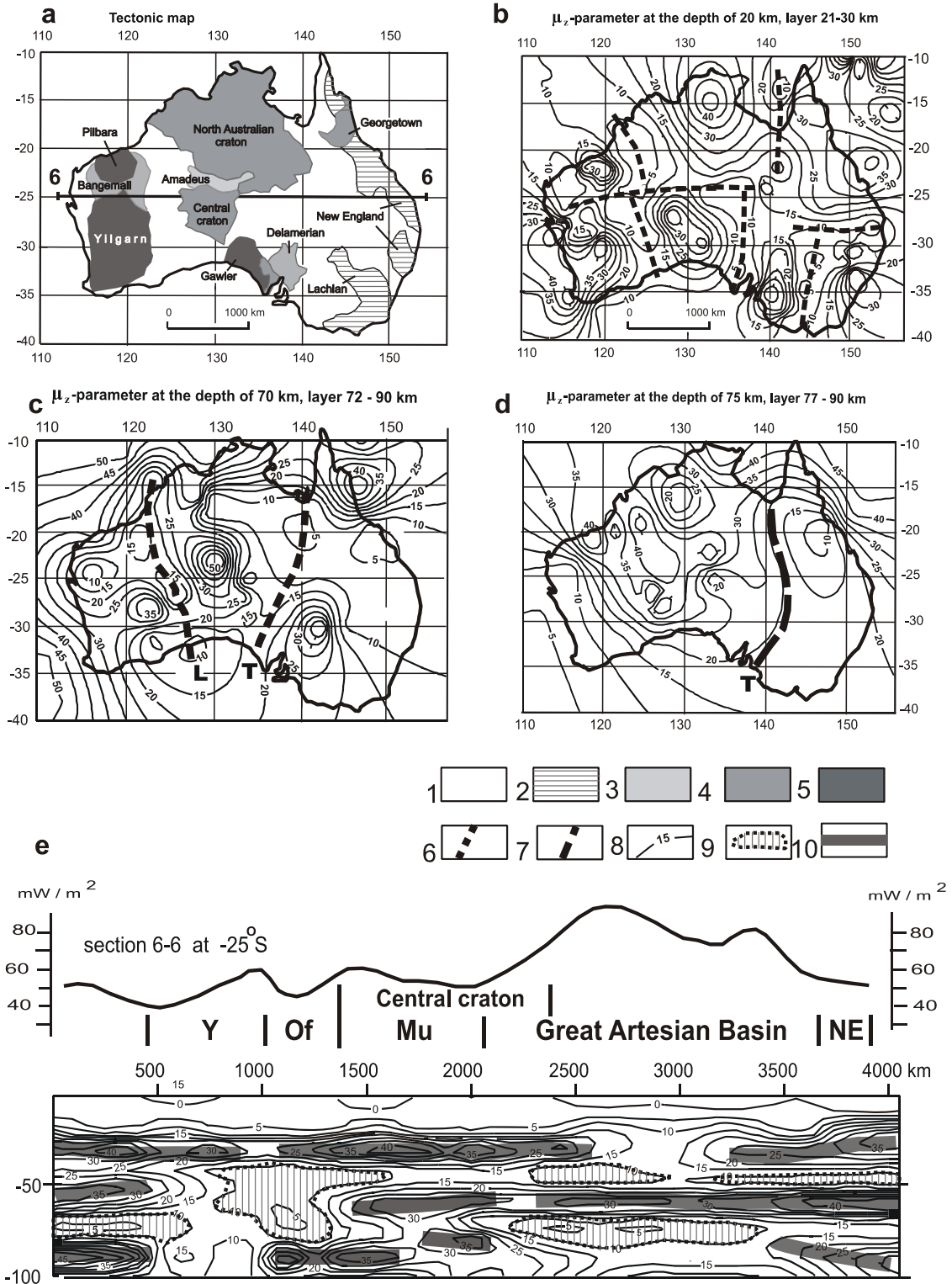
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Институт комплексного анализа региональных проблем ДВО РАН, Биробиджан

Рассматривается 3D-модель гравитационного параметра (μ_z), описывающая реологические свойства тектоносферы Австралии до глубины 200 км. Характеризуется реологическая расслоенность земной коры и верхней мантии на три жестких (нижняя кора, нижняя литосфера и подастеносферная мантия) и три вязких (вулканогенно-осадочный, подкоровый и астеносферный) слоя. В зонах глубинных разломов литосферы Лассетер и Тасман установлена связь минимумов μ_z -параметра с минимумами электрического сопротивления и скорости поперечных сейсмических волн. Обнаружены черты сходства глубинного строения Восточной Австралии и Северо-Восточной Азии.

Обзор проблемы

По мнению ведущих геофизиков Австралии и США, Австралийский континент является лабораторией геофизических методов. Плотная сеть сейсмических станций и частые землетрясения (для построения сейсмических моделей использованы более 1000 землетрясений за последние 10 лет) обеспечили здесь регистрацию более чем 13 000 поверхностных волн (surface wave tomography) и 25 000 томографических волн (body wave tomography), в результате чего была создана 3D-сейсмологическая модель тектоносферы Австралии: AuSREM (Australian Seismological Reference Model) [1, 2]. Модель описывает мощность осадочного слоя, рельеф подошвы земной коры, подошвы литосферы и скорости распространения сейсмических волн (V_p , V_s , V_p / V_s , SH и SV) до глубины 300 км. Многолетние наблюдения на геомагнитных станциях (Australia-wide Array of Geomagnetic Stations) и магнито-теллурические зондирования были аккумулярованы в 3D-R/C-модели (R – электрические сопротивление C – проводимость) тектоносферы Австралии до глубины 250 км [3].

Перечисленные данные дают развернутое представление о глубинном строении земной коры и верхней мантии, а также латеральных вариациях физических свойств тектоносферы Австралийского континента. Однако существующие модели и представления нельзя признать полностью однозначными и окончательными, поскольку результаты разных методов исследований не всегда и не во всем согласуются между собой и с геологическими данными. Так, например, между сейсмическими характеристиками и возрастом литосферы существует слабая связь для структур с размерами более 1000 км, то есть она очевидна только при сравнении архейских, протерозойских и фанерозойских доменов, однако на меньших расстояниях эта связь теряется. Геоэлектрические аномалии [3], аномалии скорости сейсмических волн [1–2] и плотностные модели [4] неоднозначно сопоставляются друг с другом в близких срезах тектоносферы, с аномалиями теплового потока и тектоническими структурами.



Тектоническая схема (a) и карты-срезы распределений μ_z -параметра (b, c, d) с разрезом $\mu_z(x, y, z)$ -модели (e): 1–5 – тектонические структуры: фанерозойские и палеозойские (1), палеозойские аккрецированные террейны Восточной Австралии (2), позднепротерозойские-раннепалеозойские (3), протерозойские (4); палеопротерозойские и архейские (5); 6–7 – оси зон реологического разуплотнения; 8 – изолинии μ_z -параметра. Обозначения структур: кратоны Йилгарн (Y) и Масгрейв (Mu); Of – впадина Оффисер; NE – складчатая система Новая Англия. Главные структурные швы: L – Лассетер, T – Тасман

То же самое можно сказать о самых крупных глубинных разломах – Тасман и Лассетер, разделяющих литосферу континента на три разновозрастных сегмента: архейский, протерозойский и фанерозойский. На большинстве геофизических схем геологические линии этих разломов не совпадают, или только частично совпадают, с линейными аномалиями или границами областей физических параметров. Поэтому привлечение других методов исследования, объективно (т. е. независимо от других) дополняющих существующие данные, может быть полезным при разработке комплексных моделей литосферы Австралии.

3D-модель гравитационного параметра μ_z

В докладе рассматриваются результаты и геологические возможности пространственно-статистического анализа распределений источников гравитационных аномалий компактного класса и их вещественных свойств, связанных с реологическим состоянием тектонических сред в земной коре и верхней мантии Австралии. Источником информации о реологии тектоносферы Австралии является 3D-модель распределений μ_z -параметра, составленная по результатам интерпретации 549 единичных гравитационных аномалий от коровых источников и 292 – от мантийных. Для каждой элементарной симметричной гравитационной аномалии вычислены глубина залегания центра соответствующей плотностной неоднородности и поверхностная плотность эквивалентной сферы, нормированная по глубине залегания центра масс (μ_z -параметр). Последний характеризует плотностную контрастность геологического пространства на отрезках между центрами масс (Z_0) и поверхностями (H_c), на которые выметаются (по Пуанкаре) массы объемных источников. Опыт многолетних исследований в Северо-Восточной Азии [5] показал, что этот параметр характеризует реологическое состояние тектонических сред. Тот же вывод получен после сравнения моделей распределений μ_z -параметра с сейсмическими, геоэлектрическим и тепловыми моделями земной коры и верхней мантии Австралийского континента.

В рассматриваемой ниже модели тектоносфера Австралии была разделена на 22 слоя, в каждом из которых аномальные массы плотностных неоднородностей конденсировались на 22 поверхности, равноотстоящие от кровли слоев. Предметом тектонического анализа является формальная трехмерная $\mu_z(x, y, H_c)$ -модель, представленная пакетом карт-срезов и разрезов распределений μ_z -параметра.

Тектонический анализ модели

В коровом срезе μ_z -модели (рис. 1b) диагностированы три субмеридиональных и две субширотные линейные зоны реологических разуплотнений, разделяющие земную кору Австралии на четыре кратонных блока, ороген Деламериян с протерозойским основанием на юге Австралии и два палеозойских аккрецированных террейна с фанерозойской корой на востоке континента. Зоны реологических разуплотнений коррелируются с зонами электрической проводимости [3] и понижениями скорости S -сейсмических волн [1], а также с геологическими признаками региональных сдвигов (линиями Лассетер и Тасман). В кратонной части Австралийского континента максимумы μ_z -параметра совпадают с расположением архейских блоков Йилгарн, Пилбара, Гаулер и протерозойскими блоками Центрально-Австралийского (Масгрейв) и Северо-Австралийского (Кимберли, Макалтур) кратонов. Такая связь идентична связи нижнекоровых μ_z -максимумов с размещениями

архейских и протерозойских террейнов на Северо-Востоке Азии [5], где они очерчивают глубинные границы Алдано-Станового и Цзямусы-Буреинского кратонных террейнов, Колымо-Омолонской, Евразийской и Северо-Американской плит.

В глубоких срезах верхней мантии, на глубинах от 75 до 200 км, широкий максимум μ_z -параметра вписывается в контур архейско-протерозойской кратонной литосферы (рис. 1, *d*). Согласно AuSREM [2], мощность кратонной литосферы в центральных и западных районах Австралии составляет 170–220 км, а фанерозойской на востоке – менее 140 км. Восточная граница кратонной литосферы выражена резким понижением скорости поперечных волн [1] и μ_z -параметра (рис. 1, *d*).

В разрезах тектоносферы Австралии минимумами μ_z -параметра диагностируются подкоровый вязкий слой в интервале глубин 60–80 км (рис. 1, *e*) и астеносфера в интервале глубин 100–180 км. Оба слоя прерывисты по мощности и простираению, а в восточных районах они нередко сливаются. Мощность подкорового вязкого слоя увеличена под впадинами (Оффисер, Юкла, Джорджина, Эроманга, Дарлинг), а астеносферы – под северным флангом Северо-Австралийского кратона и Восточной Австралией. На глубине 45–60 км μ_z -минимумам соответствуют контрастные максимумы теплового потока (90–110 mW/m^2) под впадинами Каннинг, Юкла, Уйасо–Джорджина–Купер–Эроманга, что позволяет предполагать существование расплавленных магм в подкоровом слое верхней мантии под этими впадинами. В восточных частях разрезов наблюдаются признаки чешуйчатого надвигания периокеанических коровых пластин на Центрально-Австралийский и Южно-Австралийский кратоны.

Литература

1. Kennett B.L.N., Fichtner A.S., Fishwick S. and Yoshizawa K. Australian Seismological Reference Model (AuSREM): mantle component // *Geophys. J. Int.* – 2013. – V. 192. – pp. 871–887.
3. Salmon M., Kennett B. L. N. and Saygin E. Australian Seismological Reference Model (AuSREM): crustal component // *Geophys. J. Int.* – 2013. – v. 192. – pp. 190–206.
3. Wang L., Hitchman A.P., Siripunvaraporn Ya. W., Ogawa M., Fujita K. A. 3-D conductivity model of the Australian continent using observatory and magnetometer array data // *Geophys. J. Int.* – 2014. – V. 198 (2). – pp. 1171–1186.
4. Aitken A.R.A. Moho geometry gravity inversion experiment (MoGGIE): A refined model of the Australian Moho and its tectonic and isostatic implications // *Earth Planetary Science Letters.* – 2010. – V. 297. – pp. 71–83.
5. Петрищевский А.М. Гравитационный метод оценки реологических свойств земной коры и верхней мантии (в конвергентных и плюмовых структурах Северо-Восточной Азии). – М.: Наука, 2013. – 192 с.

ГАЗОГИДРАТЫ ГЛУБОКОВОДНОЙ ЧАСТИ ЮЖНОГО КАСПИЯ

Полетаев А.В, Полетаева Е.В.

Институт Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана,
Баку, Азербайджан

В работе рассмотрены фактические данные по температуре и давлению в пределах Южного Каспия. Рассчитано термодинамическое равновесие для газов двух газогидратных скоплений: Боздаг и Элм. Проведенные исследования показывают, что термодинамическое равновесие в пределах Южного Каспия не постоянно по разрезу, что обуславливает неравномерное распределение зон газогидратов как по площади, так и по разрезу. Для выполнения исследований по сейсмическим данным были использованы временные разрезы, полученные методом ОГТ в пределах глубоководной части Каспийского моря. Интерпретация данных производилась по критериям выделения BSR. Анализ временного разреза указывает на значительные объемы газогидратов в пределах профиля. Зоны газогидратов не постоянны по разрезу и варьируют в широких диапазонах от 0,4 до 1 с.

Введение

Геологическое строение и батиметрия морского дна глубоководной части Каспийского моря указывают на возможность образования значительных объемов газогидратов. Анализ опубликованных и неопубликованных материалов по газогидратам Каспийского моря показал, что в основном все работы базируются лишь на изучении скопления газогидратов Элм, Боздаг, площади Абшерон, а также термодинамических факторах региона с целью определения возможной зоны их скопления [1, 2, 3]. В работе планируется расширить исследования с использованием комплексной интерпретация термодинамических и сейсмических данных с целью поисков газогидратов в пределах глубоководной части Южного Каспия.

Краткая характеристика глубоководной части Южного Каспия

Рельеф дна территории был изучен на основании батиметрической карты в масштабе 1:750000. Дно глубоководной части Южного Каспия имеет сложную структуру. В интервале глубин от 150 м до 500 м наблюдается резкий склон, а далее прослеживается более последовательное и плавное изменение. Поверхность дна осложнена грязевулканическими проявлениями в виде грязевулканических холмов. В изучаемой зоне соленость составляет 12,84 (млн частиц). В Южном Каспии установлены значительные перепады температуры воды, которые наблюдаются в интервале глубин от 0 до 100 м. На глубинах свыше 200 м. отмечается практически постоянная температура в 6,1 °С. Пластовая температура до глубины 500 м изменяется от 14 до 27,8 °С. На глубине 500 м температура в среднем составляет 24,6 °С, что соответствует возможности образования кристаллогидратов. Давление на глубинах воды 10, 100, 1000 м составляет 1, 10, 100 атм, соответственно, т. е. давление на каждые 10 м увеличивается на 1 атм. Пластовое давление было изучено на площадях Пирралахи, Нефт Дашлары, Гюнешли, Чираг, Азери. На площади Пирралахи на глубине 417 м в скважине 72 пластовое давление составляет 22 мПа, а на глубине 560 м – 38 мПа. В скважине 355 на глубине 416 м пластовое давление составляет 10 мПа. В скважине 456 пластовое давление составляет 18 мПа. На ряде месторождений

пластовое давление имеет более значительные показатели. Подобное изменение пластового давления наблюдается и по другим месторождениям и площадям. Указанные давления для глубины 500 метров изменяются от 9 мПа до 38 мПа, а в некоторых случаях и более.

Расчеты геотемператур и давления

Используя программный комплекс «Гидрат +» были рассчитаны температура и давление, благоприятные для образования кристаллогидратов. За основу расчетов были взяты анализы газов [4] кристаллогидратов, отобранных на грязевых вулканах Боздаг и Элм. Данные расчеты были осуществлены для толщи морской воды. Применение этих данных вместе с данными «Геотермальный атлас Азербайджана» [5], отчетами ИГГ НАН Азербайджан, а также первичными данными, полученными Государственной Нефтяной Компанией Азербайджанской Республики, позволило проанализировать общую тенденцию изменения температуры в зависимости от глубины ниже донного слоя моря. В результате анализа установлено, что скопления кристаллогидратов в акватории Южного Каспия характеризуются неравномерным распределением в породах. Положение их определяется неоднородностью температурного поля и давления по площади и разрезу.

Изучение ВЧР по сейсмическим данным

Для выполнения исследований по сейсмическим данным были использованы 5 временных разрезов в пределах глубоководной части Каспийского моря. Расположение сейсмических профилей показано на рис. 1. Интерпретация данных производилась с применением программного комплекса Kingdom suite. При интерпретации сейсмического профиля особое внимание было уделено идентификации горизонтов, содержащих газогидраты. Интерпретация производилась в основном по критериям выделения BSR по сейсмическим данным. На сейсмических профилях ВЧР характеризуется сложным волновым полем. Здесь выявляются разломы, грязевые вулканы, зоны с высоким содержанием газа, зоны газогидратов.



Рис. 1. Расположение сейсмических профилей в районе исследования

На временных разрезах выделяются четкие границы с характерными аномалиями, соответствующими зонам газогидратов. Следует отметить, что газогидраты выделяются в интервале от 0,35 до 1,0 сек. По ряду профилей установлены зоны с характерными аномалиями для грязевулканических структур. В зоне грязевого вулкана газогидраты сосредотачиваются в основном в прилегающих участках, а также в зоне кратера вулкана. По профилям также наблюдаются отражения, которые представляют собой сложные колебания, являющиеся результатом интерференции сигналов, отраженных от нескольких границ. Разломы выделяются в нижней части разреза, ниже зон газогидратов. Анализ сейсмических профилей указывает на то, что отложения ВЧР в пределах глубоководной части Каспийского моря имеют аномалии, характерные для зон газогидратов.

Анализ сейсмических и термодинамических данных

В пределах глубоководной части Каспийского моря, исходя из анализа сейсмических и термодинамических данных, можно предполагать наличие значительных объемов газогидратов (рис. 2). Судя по сейсмическим данным зоны газогидратов не постоянны по разрезу, а их мощности варьируют в диапазоне от 0,4 до 1 с.

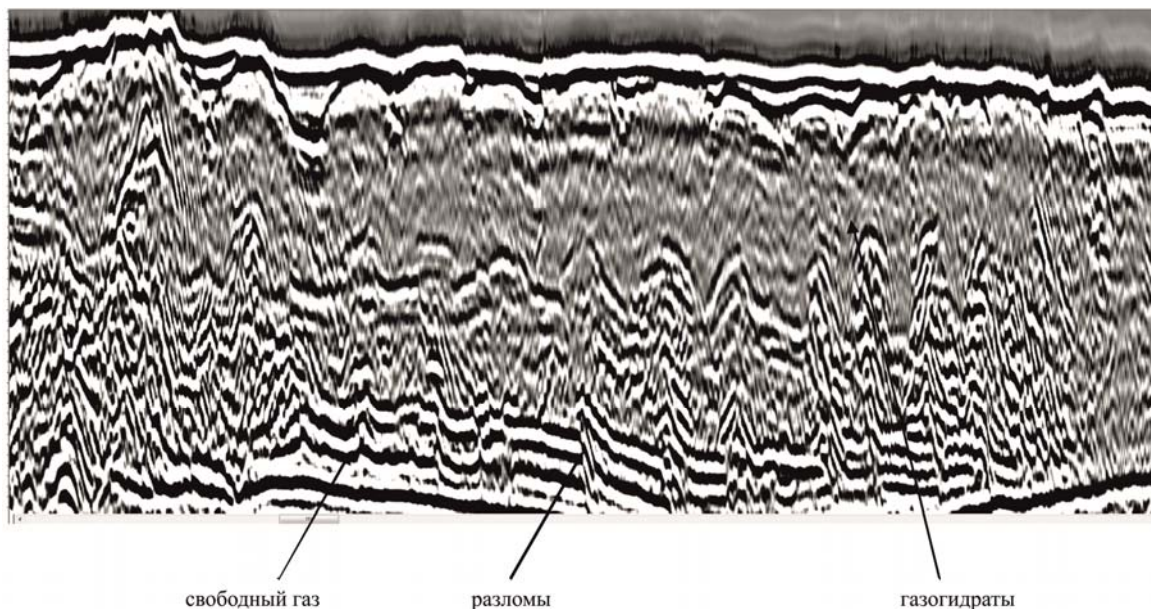


Рис. 2. Фрагмент сейсмического временного разреза, по пр. 1 (см. рис. 1).

Выводы

В работе рассмотрены фактические данные по температуре и давлению в пределах Южного Каспия. Рассчитано термодинамическое равновесие для газов двух газогидратных скоплений Боздаг и Элм.

Скопления кристаллогидратов в акватории Южного Каспия характеризуются неравномерным распределением в породах. Положение их определяется неоднородностью температурного поля и давления по площади и разрезу.

С целью пространственного анализа зон газогидратов были использованы данные 5 сейсмических профилей. Интерпретация данных производилась с использованием программного комплекса Kingdom suite. Анализ временных разрезов указывает на значительные объемы газогидратов на сейсмических профилях.

Зоны газогидратов не постоянны по разрезу и варьируют в широких диапазонах от 0,4 до 1 сек.

Литература

1. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. – ВНИИОкеангеология, 1994. – 193 с.
2. Гусейнов Р.А., Дадашев Ф.Г. Углеводородные газы Каспийского моря. – Баку: «Нафта-Пресса», 2000. – 128 с.
3. Diaconescu C.C., Kieckhefer R.M., Knapp J.H. Geophysical evidence for gas hydrates in the deep water of the South Caspian Basin, Azerbaijan // Marine and Petroleum Geology. – 18 (2001). – pp. 209–221.
4. Гулиев И.С., Дадашев Ф.Г., Полетаев А.В. Изотопы углеводородных газов Азербайджана. – Баку: Издательство «Nafta-Press», 2013. – 107 с.
5. Geothermal Atlas of Azerbaijan. Geological Institute of Azerbaijan National Academy of Sciences / Editor A.A. Ali-Zadeh, S.A.Aliyev, 2001.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ТРЕХМЕРНОЙ НЕОДНОРОДНОЙ СРЕДЫ В УСЛОВИЯХ СЕДИМЕНТАЦИИ

Пятаков Ю.В.

Воронежский государственный университет инженерных технологий, Воронеж

Выполнена математическая постановка прямой трехмерной задачи геотермии для неоднородной среды в условиях седиментации. Для аппроксимации неоднородности строения среды используются типовые элементы – вертикальные треугольные призмы с произвольными верхним и нижним основаниями и заданными значениями теплофизических параметров. На основе методов теории потенциала исходное дифференциальное уравнение теплопроводности приведено к интегральному уравнению Вольтерра. В качестве численного метода решения интегрального уравнения используется метод последовательных приближений. Устойчивость и точность алгоритма демонстрируется расчетами тестового примера.

Введение

Известно, что процессы генерации углеводородов в материнских породах зависят от их термической эволюции. В этой связи, важное значение принимают методы моделирования тепловых полей осадочных бассейнов (ОБ), позволяющие выполнять численную оценку изменения температуры, степени катагенеза органического вещества (ОВ) и реализации потенциала генерации углеводородов (УВ) материнских свит в процессе их погружения в бассейне. Общая схема методики таких исследования основывается на методах геоплотностного моделирования, палеотектонических и палеотемпературных реконструкциях [1].

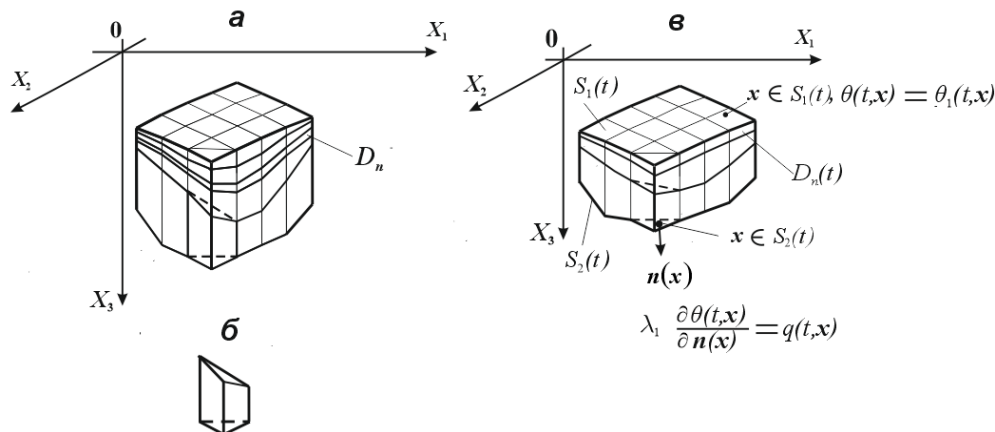


Рис. 1. К решению прямой задачи геотермии: а) пространственное расположение современного ОБ по результатам геоплотностного моделирования, б) типовой аппроксимирующий элемент; в) палеорекострукция ОБ на момент времени t . Пояснения в тексте

Геоплотностное моделирование, осуществляемое на основе алгоритмов решения прямых и обратных задач гравиметрии [2, 3], обеспечивает идентификацию и количественные оценки объемно-площадных параметров современного ОБ (рис. 1, а) и создает структурно-вещественную основу для последующих палеотектонических реконструкций. В качестве типовой аппроксимирующего элемента при решении прямых задач гравиметрии используется вертикальная треугольная призма (рис. 1, б) с произвольными верхним и нижним основаниями и заданными параметрами плотности.

Для палеорекострукции ОБ на момент времени t начала накопления каждой, обособленной в современном разрезе, стратиграфической единицы (осадочного слоя) используется «метод выравнивая профилей», приведенный в работе [1].

Постановка прямой задачи геотермии

В качестве математической модели в задаче палеотемпературного моделирования ОБ будем рассматривать систему уравнений теплопроводности для областей $D_n(t)$ с подвижными границами $\partial D_n(t)$:

$$(\lambda_n / a_n) \cdot (\partial \theta(t, x) / \partial t + u(t, x) \nabla \theta(t, x)) = \lambda_n \nabla^2 \theta(t, x) + f_n, \quad x \in D_n(t), \quad n = 1, 2, \dots, N, \quad t \in [0, T], \quad (1)$$

где $D_n(t)$ – пространственное расположение n -й стратиграфической единицы в момент времени t (см. рис. 1в); $\theta(t, x)$ – значение температуры в точке x в момент времени t ; a_n – коэффициент температуропроводности; ρ_n – плотность; c_n – удельная теплоемкость; λ_n – коэффициент теплопроводности; $u(t, x)$ – скорость осадконакопления; f_n – значение плотности внутренних источников тепла в n -м слое; T – промежуток времени от начала формирования ОБ до его современного состояния, N – количество слоев.

Граничные условия определим следующим образом. Пусть $S_1(t)$ – положение верхней границы осадочной толщи в момент времени t (см. рис. 1в). Будем считать заданным на $S_1(t)$ значение температуры, определяемое в соответствии со значениями векового хода температур земной поверхности [1]:

$$\theta(t, x) = \theta^{(1)}(t, x), \quad x \in S_1(t). \quad (2)$$

На поверхности $S_2(t) = \partial D(t) \setminus S_1(t)$ полагаем заданным значение теплового потока:

$$\lambda_1 \cdot \partial \theta(t, x) / \partial n = q(t, x), \quad x \in S_2(t), \quad (3)$$

где $\partial D(t)$ – положение границы области $D(t) = \bigcup_{n=1}^N D_n(t)$ в момент времени t ; $n = n(x)$ – вектор внешней (по отношению к $D(t)$) нормали к поверхности $S_2(t)$ (см. рис. 1, в).

На поверхности контактов смежных слоев $D_n(t)$ и $D_{n+1}(t)$ считаем заданными условия непрерывности значений температуры и теплового потока:

$$\lim_{x' \rightarrow x} \theta(t, x') = \lim_{x'' \rightarrow x} \theta(t, x''), \quad (4)$$

$$\lambda_n \cdot \lim_{x' \rightarrow x} \partial \theta(t, x') / \partial n' + \lambda_{n+1} \cdot \lim_{x'' \rightarrow x} \partial \theta(t, x'') / \partial n'' = 0, \quad (5)$$

где $x' \in D_n(t)$, $x'' \in D_{n+1}(t)$; $n' = n'(x)$ и $n'' = n''(x)$ – соответственно, значения векторов внешних нормалей к $\partial D_n(t)$ и $\partial D_{n+1}(t)$ в точке $x \in S_n^{\text{конт}}(t)$; $S_n^{\text{конт}}(t) = \partial D_n(t) \cap \partial D_{n+1}(t)$, $n = 1, 2, \dots, N-1$.

Под решением прямой задачи будем понимать решение задачи нахождения функции $\theta(t, x)$, удовлетворяющей соотношениям (1)-(5).

Решение прямой задачи геотермии

На основании методов теории потенциала [3-5], решение системы уравнений (1)-(5) может быть сведено к решению интегрального уравнения Вольтерра вида:

$$\lambda(t, x)\theta(t, x) = A(\theta; t, x) + F(t, x), \quad x \in D(t), \quad t \in [0, T], \quad (6)$$

$$\text{где } \lambda(t, x) = \begin{cases} \lambda_n, & x \in D_n(t), \\ 0, & x \notin D(t); \end{cases}$$

$$\begin{aligned} A(\theta; t, x) = & \int_0^t \int_{S_2} \lambda_2 \partial G(a_2, t-\tau, x(\tau)-\xi) / \partial n(\xi) \cdot \theta(\tau, \xi) d_\xi S d\tau - \\ & - \sum_{i=1}^N \int_0^t \lambda_i \cdot \int_{D_i(\tau)} K(a_i, t-\tau, x(\tau)-\xi) u(\tau, \xi) \nabla \theta(\tau, \xi) d_\xi V d\tau + \\ & + \int_0^t \int_{S_1(\tau)} K(a_1, t-\tau, x-\xi) q(\tau, \xi) d_\xi S d\tau \\ & + \sum_{i=1}^{N-1} \int_0^t \int_{S_{\text{сонт}}} [K(a_{i+1}, t-\tau, x(\tau)-\xi) - K(a_i, t-\tau, x(\tau)-\xi)] q(\tau, \xi) d_\xi S d\tau + \\ & + \sum_{i=1}^{N-1} \int_0^t \int_{S_{\text{сонт}}} [\lambda_{i+1} \partial K(a_{i+1}, t-\tau, x(\tau)-\xi) / \partial n(\xi) - \lambda_i \partial K(a_i, t-\tau, x(\tau)-\xi) / \partial n(\xi)] \theta(\tau, \xi) d_\xi S d\tau; \\ F(t, x) = & \sum_{i=1}^N \int_0^t \int_{D_i(\tau)} K(a_i, t-\tau, x(\tau)-\xi) f_i d_\xi V d\tau + \int_0^t \int_{S_2(\tau)} K(a_2, t-\tau, x(\tau)-\xi) q(\tau, \xi) d_\xi S d\tau - \\ & - \int_0^t \int_{S_1(\tau)} \lambda_1 \partial K(a_1, t-\tau, x(\tau)-\xi) / \partial n(\xi) \cdot \theta_1(\tau, \xi) d_\xi S d\tau. \end{aligned}$$

В соотношениях (7), (8) $q(\tau, \xi)$ – величина теплового потока через элемент $d_\xi S$ поверхности S ($\xi \in S$) в момент времени τ ; $K(a, t, x) = a \cdot G(a, t, x)$; $G(a, t, x)$ – функция температурного влияния мгновенного источника тепла [4]:

$$G(a, t, x) = \left(2\sqrt{\pi a_n t}\right)^{-3} e^{-\frac{|x|^2}{4at}}.$$

Решение уравнения (6) определим методом итераций:

$$\begin{aligned} \theta^{(k)}(t, x) = & \lambda^{-1}(t, x) \left[A(\theta^{(k-1)}; t, x) + F(t, x) \right]; \quad x \in D(t); \quad t \in [0, T]; \\ & k = 1, 2, \dots; \quad \theta^{(0)}(t, x) = 0. \end{aligned} \quad (7)$$

Тестовый пример

Моделируемый объем представлен совокупностью трех слоев, каждый из которых имеет форму прямоугольного параллелепипеда ($ABCD A_1 B_1 C_1 D_1$, $A_1 B_1 C_1 D_1 A_2 B_2 C_2 D_2$ и $A_2 B_2 C_2 D_2 A_3 B_3 C_3 D_3$, соответственно) с горизонтальными размерами по оси Ox_1 – 27 км, по оси Ox_2 – 50 км (рис. 2).

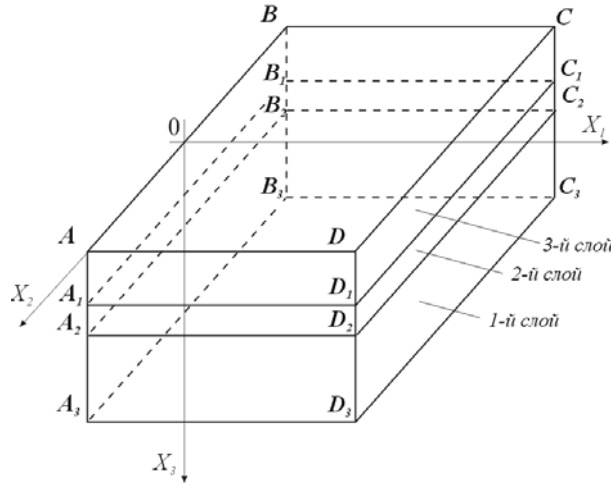


Рис. 2. К тестовому примеру. Пространственное расположение моделируемого объема

Первый (нижний) слой имеет толщину 3 км, теплопроводность 0,5 Вт/м/град, температуропроводность $2 \cdot 10^{-8}$ м/с². Время накопления этого слоя – 30 млн лет. Второй слой имеет толщину 1 км, теплопроводность 0,25 Вт/м/град, температуропроводность 10^{-8} м/с². Время накопления этого слоя – 20 млн лет. Третий слой имеет толщину 2 км, теплопроводность 1 Вт/м/град, температуропроводность $4 \cdot 10^{-8}$ м/с². Время накопления этого слоя – 10 млн лет. Во всех слоях задан источник тепловыделения $f = 3,16837505449605090 \times 10^{-6}$ Вт/м³.

На границе ABCD считается заданным значение температуры $\theta(t, x) = 0$. Стационарный тепловой поток через нижнее основание (плоскость $A_3B_3C_3D_3$) положен равным 0,02 Вт/м²; поток через боковые границы (плоскости CC_3D_3D , ADD_3A_3 , BCC_3B_3 и ABB_3A_3) равен нулю – боковая поверхность моделируемого объема считается теплоизолированной.

На поверхностях контактов слоев (плоскости $A_1B_1C_1D_1$ и $A_2B_2C_2D_2$) полагались заданными условия непрерывности температуры и теплового потока.

В таблице приведено решение задачи, полученное на момент времени, соответствующий окончанию осадконакопления. Расчеты температуры проводились вдоль профиля $X_1 = 0$; $X_2 = 13,5$ км с шагом по X_3 , равным 1,0 км. Результаты сопоставлялись с точным решением задачи, приведенным в работе [1].

Результаты расчетов тестового примера

Координаты точки расчета, м			Рассчитанное значение температуры, в °С						Точное решение
X_1	X_2	X_3	$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$	$k = 5$	$k = 6$	
13500	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13500	0	1000	<u>13,0</u>	<u>22,4</u>	<u>19,2</u>	<u>20,2</u>	<u>19,9</u>	20,0	20,0
13500	0	2000	<u>27,6</u>	<u>44,2</u>	<u>38,7</u>	<u>40,4</u>	<u>39,9</u>	40,0	40,0
13500	0	3000	<u>96,4</u>	<u>127,5</u>	<u>117,7</u>	<u>120,6</u>	<u>119,8</u>	120,0	120,0
13500	0	4000	<u>131,1</u>	<u>169,0</u>	<u>157,2</u>	<u>160,8</u>	<u>159,7</u>	160,0	160,0
13500	0	5000	<u>168,4</u>	<u>209,8</u>	<u>197,0</u>	<u>200,9</u>	<u>199,7</u>	200,0	200,0
13500	0	6000	<u>206,7</u>	<u>250,3</u>	<u>236,8</u>	<u>240,9</u>	<u>239,7</u>	240,0	240,0

Примечание. Здесь подчеркнуты расхождения с расчетом по аналитическим выражениям из работы [1], k – число итераций.

Результаты расчетов тестового примера показывают устойчивую сходимость алгоритма, реализующего решение задачи (1), к точному решению задачи.

Литература

1. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии – Томск: Изд-во ТПУ. – 2011. – 384 с.
2. Пятаков Ю.В., Исаев В.И. Методы решения прямых задач гравиметрии // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 105–110.
3. Пятаков Ю.В., Исаев В.И. Использование методов теории потенциала при решении прямых задач геофизики для трехмерных сложнопостроенных сред // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 2. – С. 78–97.
4. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Изд-во МГУ, 1999. – 799 с.
5. Купрадзе В.Д. О приближенном решении задач математической физики // Успехи математических наук. – 1967. – Т. XXII. – Вып. 2 (134). – С. 59–107.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ДИНАМИКИ СИЛЬНО ВЯЗКОЙ НЕСЖИМАЕМОЙ НЕОДНОРОДНОЙ СРЕДЫ И ЕГО ПРИЛОЖЕНИЕ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕКТОНОСФЕРЫ ЗЕМЛИ

¹Пятаков Ю.В., ²Косыгин В.Ю.

¹Воронежский государственный университет инженерных технологий, Воронеж

²Вычислительный центр ДВО РАН, Хабаровск

Выполнена постановка гранично-контактной задачи динамики для неограниченной области. Моделируемая сильно вязкая несжимаемая среда представляется совокупностью разнородных непересекающихся подобластей, каждая из которых имеет свое постоянное значение вязкости. На контактах смежных подобластей значения компонент векторов мгновенной скорости смещения среды и напряжений положены непрерывными, а в окрестности бесконечно удаленной точки заданы условия их убывания. С помощью представления вектора скорости и давления в виде гидродинамических потенциалов (объемного, простого и двойного слоев) решение контактной задачи для неограниченной области сведено к решению системы интегральных уравнений. Полученное решение продемонстрировано на модельном примере, имитирующем ситуацию, при которой в литосфере Земли начинает формироваться конвергентный разлом.

Известно [1–4], что при моделировании глубинных геодинамических процессов необходимо учитывать неоднородность строения Земли, как по плотностным параметрам, так и по реологическим свойствам.

Постановка и общий алгоритм решения задачи

Для того чтобы учесть эти факторы, моделируемый объем V , в котором происходит движение среды, будем считать состоящим из N непересекающихся подобластей V_n , таких, что $\bigcup_{n=1}^N V_n = V$ и $V_n \cap V_k = \emptyset$ при $n \neq k$. Вязкость среды в каждой из подобластей V_n будем брать постоянной и равной η_n . Границы ∂V и ∂V_n области V и подобластей V_n будем полагать удовлетворяющими условиям Ляпунова.

Тогда для установившегося движения несжимаемой сильно вязкой среды математическая модель может быть представлена следующей системой уравнений:

$$-\nabla p(x) + \eta_n \nabla^2 u(x) + H(x) = 0, \quad \nabla u(x) = 0, \quad x \in V_n. \quad (1)$$

Положим, что на контактах смежных областей V_n и V_k значения компонент векторов скорости и напряжений непрерывны:

$$u(x-0) = u(x+0); \quad T(\eta_n, u(x-0), p(x-0), n(x)) = T(\eta_n, u(x+0), p(x+0), n(x)); \\ x \in S_{nk}, \quad S_{nk} = \partial V_n \cap \partial V_k, \quad (2)$$

где $T(\eta, u(x), p(x), n(x))$ – вектор поверхностных сил (напряжений), действующий на бесконечно малый элемент dS поверхности ∂V в точке поверхности x с нормалью $n(x)$. Если V представляет собой неограниченную среду, то будем полагать,

что решения $u(x)$, $p(x)$ в окрестности бесконечно удалённой точки удовлетворяют условиям убывания на бесконечности: $u(x) = O(|x|^{-1})$, $p(x) = O(|x|^{-2})$, при $|x| \rightarrow \infty$.

Тогда, как показано в [1,2] решение уравнений (1), (2) можно записать в виде:

$$\begin{aligned} \eta(x) \cdot u(x) &= - \sum_{n=1}^N \eta_n \int_{\partial V_n} T_{\xi} (G(\xi, x), P(\xi, x), n(\xi)) \cdot \phi(\xi) d_{\xi} S + \sum_{n=1}^N \int_{V_n} G(\xi, x) \cdot H(\xi) d_{\xi} V, \\ p(x) &= \sum_{n=1}^N \eta_n \cdot \int_{\partial V_n} \nabla (P(\xi, x) \cdot n(\xi)) \cdot \varphi(\xi) d_{\xi} S + \\ &\quad \sum_{n=1}^N \int_{V_n} P(\xi, x) \cdot H(\xi) d_{\xi} V, \quad \eta(x) = \eta_n, \quad x \in V_n. \end{aligned} \quad (3)$$

Значение функции $\varphi(\xi)$ определяется из решения системы интегральных уравнений:

$$\varphi(x) + \sum_{n=1, k=n+1}^N \frac{\eta_n - \eta_k}{\eta_m + \eta_p} 2 \int_{S_{nk}} T_{\xi} (G(\xi, x), P(\xi, x), n(\xi)) \cdot \phi(\xi) d_{\xi} S = f(x), \quad (4)$$

где $f(x) = \frac{2}{\eta_m + \eta_p} \sum_{n=1}^N \int_{V_n} G(\xi, x) \cdot H(\xi) d_{\xi} V$, $x \in S_{mp}$, $G(x, \xi)$ – симметричная квадратная матрица третьего порядка, элементами которой являются величины $g_j^i(x, \xi)$;

$P(x, \xi) = (p^1(x, \xi), p^2(x, \xi), p^3(x, \xi))$ – трёхмерный вектор; $g_j^i(x, \xi)$ и $p^i(x, \xi)$ определены формулами:

$$g_j^i(x, \xi) = -\frac{1}{8\pi} \frac{\partial^2 R(x, \xi)}{\partial x_j \partial x_i} + \delta_{ji} \frac{1}{4\pi R(x, \xi)}, \quad p^i(x, \xi) = -\frac{1}{4\pi} \frac{\partial}{\partial x_i} \frac{1}{R(x, \xi)}, \quad (6)$$

$R(x, \xi) = |\xi - x|$ – расстояние между точками ξ и x .

Решение гранично-контактной задачи на модельном примере

Рассмотрим конкретную реализацию полученного решения применительно к модели тектоносферы Земли, приведенной на рис. 1.

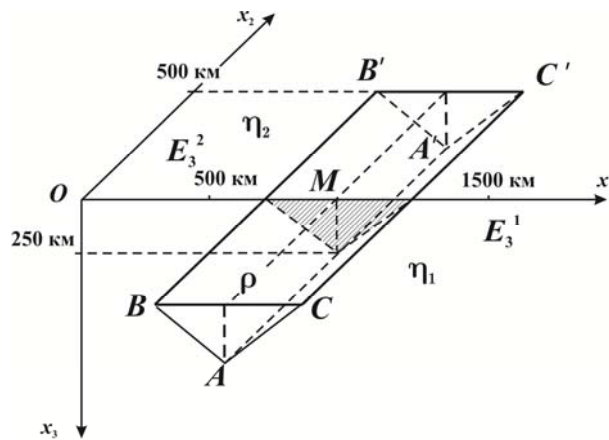


Рис. 1. Модель тектоносферы Земли. Пояснения в тексте

Плоскость $x_3 = 0$ (рис. 1) делит трехмерное евклидово пространство E_3 на два полупространства: нижнее E_3^1 , содержащее включение в виде треугольной горизонтальной призмы с сечением в виде равнобедренного треугольника, и верхнее E_3^2 . Верхнее, более вязкое полупространство E_3^2 имитирует литосферу, лежащую на менее вязкой астеносфере E_3^1 . Разуплотненное включение в виде треугольной горизонтальной призмы имитирует так называемую аномальную мантию, выделившуюся из астеносферы на границе с литосферой. Положим вязкость нижнего полупространства равной η_1 , а вязкость верхнего – равной η_2 . Горизонтальное основание призмы располагается в плоскости $x_3 = 0$ перпендикулярно направлению вектора ускорения силы тяжести g . Треугольная призма представляет собой аномально разуплотненное относительно вмещающей его среды тело. Аномальная плотность призмы $\rho = -20 \text{ кг/м}^3$. Вектор массовых сил $H(x)$ определим выражением $H(x) = \rho g i_3$, где i_3 – орт оси Ox_3 . Размеры призмы составляют: 500 км по оси Ox_1 , 250 км по оси Ox_3 , 1000 км по оси Ox_2 (ось Ox_2 перпендикулярна плоскости рисунка и направлена от читателя).

Отличие данной модели от модели, рассмотренной ранее в работе [2], заключается в том, что значение вязкости нижнего полупространства E_3^1 отличается от значения вязкости верхнего полупространства E_3^2 ($\eta_1 \neq \eta_2$), тогда как в работе [2] вязкости η_1 и η_2 были равны.

В данном случае, решение (3)–(4) будет иметь вид:

$$\begin{cases} u(x) = \frac{2}{\eta_2 + \eta_1} v(x) \\ p(x) = \frac{2\eta_2}{\eta_1 + \eta_2} p_0(x) \end{cases}, \text{ при } x \in E_3^2$$

и

$$\begin{cases} u(x) = u^{(1)}(x) + u^{(2)}(x) \\ p(x) = p^{(1)}(x) + p^{(2)}(x) \end{cases}, \text{ при } x \in E_3^1,$$

где $u^{(1)}(x) = v(x) / \eta_1$, $p^{(1)}(x) = p_0(x)$, $u^{(2)}(x) = k' \cdot u'(x) + k'' \cdot u''(x)$, $p^{(2)}(x) = k' \cdot p'(x) + k'' \cdot p''(x)$, $k' = (\eta_1 - \eta_2) / (\eta_1 + \eta_2)$, $k'' = (\eta_1 - \eta_2) / (\eta_1 + \eta_2) / \eta_1$, $u'(x)$, $u''(x)$, $p'(x)$, $p''(x)$ определяются соотношениями:

$$u_1'(x) = v_1(x_1, x_2, -x_3) / \eta_1, \quad u_2'(x) = v_2(x_1, x_2, -x_3) / \eta_1, \quad u_3'(x) = -v_3(x_1, x_2, -x_3) / \eta_1, \\ p'(x) = -p_0(x_1, x_2, -x_3),$$

где $v_1(x)$, $v_2(x)$, $v_3(x)$ – компоненты вектора $v(x)$, $p_0(x)$ – аномальное давление, обусловленные влиянием аномально разуплотненного включения в виде треугольной призмы в однородной неограниченной среде с вязкостью $\eta = \eta_1 = \eta_2 = 1$. Формулы для вычисления $v(x)$, $p_0(x)$ в явном аналитическом виде приведены в работах [1, 2].

На рис. 2 приведено поле мгновенных скоростей смещения среды, рассчитанные для модели тектоносферы Земли, представленной на рис. 1.

Расчеты проводились в плоскости симметрии аномальной призмы ($x_2 = 0$).

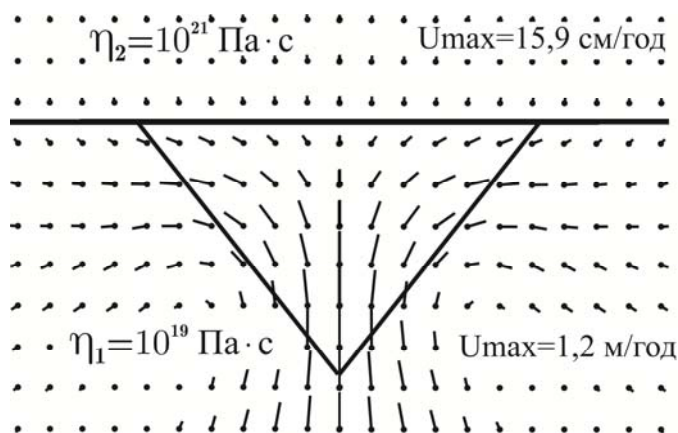


Рис. 2. Распределение векторов $u(x)$ мгновенной скорости смещения среды. Пояснения в тексте

Выводы

Результаты расчетов показывают, что в астеносфере (нижнее полупространство E_3^1) возникают две симметричные относительно аномальной мантии (включение в виде треугольной призмы) разнонаправленные конвективные ячейки (рис. 2). Центры ячеек находятся на уровне вершины призмы, а совместная их граница совпадает с вертикальной осью призмы. Совместное действие этих конвективных ячеек стремится раздвинуть вышележащую литосферу с последующим образованием в ней так называемого конвергентного разлома–границы литосферных плит. Этот результат совпадает с представлениями [5] о том, что именно наличие аномальной мантии непосредственно под подошвой литосферы и служит причиной образования в этом месте разлома в литосфере.

Литература

1. Пятаков Ю.В., Косыгин В.Ю. Интегральные уравнения в пространственных задачах динамики сильно вязких неоднородных сред. – Хабаровск: Изд-во «Импульс-Восток», 2009. – 224 с.
2. Пятаков Ю.В., Исаев В.И., Косыгин В.Ю. Методы теории потенциала при решении прямых задач гравиметрии и геодинамики трехмерных неоднородных сред // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 77–83.
3. Косыгин В.Ю. Гравитационное поле и плотностные модели тектоносферы северо-запада Тихого океана. – Владивосток: ДВО АН СССР, 1991. – 201 с.
4. Маслов Л.А., Косыгин В.Ю., Комова О.С. Изучение глубинных геодинамических процессов в Курило-Камчатской зоне перехода на основе её плотностных моделей // Тихоокеанская геология. – 1988. – № 2. – С. 3–10.
5. Артюшков Е.В. Геодинамика. – М.: Наука, 1979. – 328 с.

СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЯ АЛДАНО-МАЙСКОГО ПРОГИБА (ЮГО-ВОСТОК СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

Развозжаева Е.П.

Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, Хабаровск

На основе сейсморазведочных материалов последних лет исследовано строение осадочного чехла Алдано-Майского прогиба (юго-восток Сибирской платформы). Выделены сейсмокомплексы, увязанные с основными этапами истории осадконакопления прогиба. Разделяющие их угловые несогласия свидетельствуют о тектонических перестройках в истории прогиба.

Введение

Алдано-Майский прогиб (АМП) расположен на востоке Алданской антеклизы (рис. 1, А) [1]. С 2005 по 2012 годы в АМП силами ОАО «Якутскгеофизика» проводились сейсморазведочные работы. Они позволили значительно уточнить строение прогиба и соседних краевых зон Верхоянского складчато-надвигового пояса (ВСНП). Наиболее полное представление о строении какого-либо геологического объекта дают разрезы, построенные вкрест и по простиранию его. Для изучения АМП были составлены из нескольких сейсмических профилей продольный и поперечные глубинные сейсмогеологические разрезы (рис. 1, 2). Очень важной и сложной задачей явилась стратиграфическая привязка отражающих горизонтов (ОГ). Она корректировалась по мере накопления фактического материала. В настоящей работе принята привязка, предложенная в последних сейсморазведочных отчетах, так как она основана на данных по всем скважинам, пробуренным в АМП, в том числе и недавно законченной Усть-Майской (рис. 1, Б).

Сейсмогеологическая характеристика прогиба

Кристаллическим фундаментом АМП являются метаморфизованные образования архея, вскрытые в Нижнеамгинской и Хочомской скважинах, и выходящие на поверхность в пределах Алдано-Станового щита – Омнинско-Батомгский выступ (рис. 1). В поле отраженных волн фундамент выражен чаще хаотической картиной, иногда наблюдаются отдельные фрагменты наклонных границ (рис. 2, В). К промежуточному комплексу, вероятно, следует отнести нижнепротерозойские и нижнерифейские (улканской серии) образования, слагающие Усть-Майский рифт. На временных разрезах этот комплекс прослеживается фрагментарно высокоамплитудными ОГ преимущественно в краевых частях рифта. В волновом поле наиболее уверенно распознается осадочный чехол прогиба. Он состоит из нескольких сейсмокомплексов, ограниченных угловыми несогласиями: нижнерифейского, средневерхнерифейского, венд-палеозойского и мезозойского (рис. 2).

Нижнерифейский комплекс уверенно выделяется только в пределах Усть-Майского рифта (рис. 2). Привязка нижнерифейских отложений осуществлена по Мокуйской скважине, где на глубине 1836 м вскрыта учурская серия нижнего рифея (рис. 1, 2, Б). Визуально наблюдается угловое несогласие, срезание нижнерифейского комплекса вышележащими среднерифейскими отложениями. По геологическим данным на рубеже раннего и среднего рифея произошла тектоническая перестройка, внедрение силлов основного состава [2]. В районе Горностахской антиклинали, где Усть-Майский рифт примыкает к Кыллахской складчатой зоне ВСНП, раннерифейский комплекс уверенно выделяется только в пределах Усть-Майского рифта (рис. 2).

фейские отложения выходят на поверхность, наблюдается размыв и несогласное залегание среднерифейских отложений на нижнерифейских [1, 2, 3]. Максимальная мощность нижнерифейских отложений учурской серии по сейсмическим данным составляет немного более 2-х км.

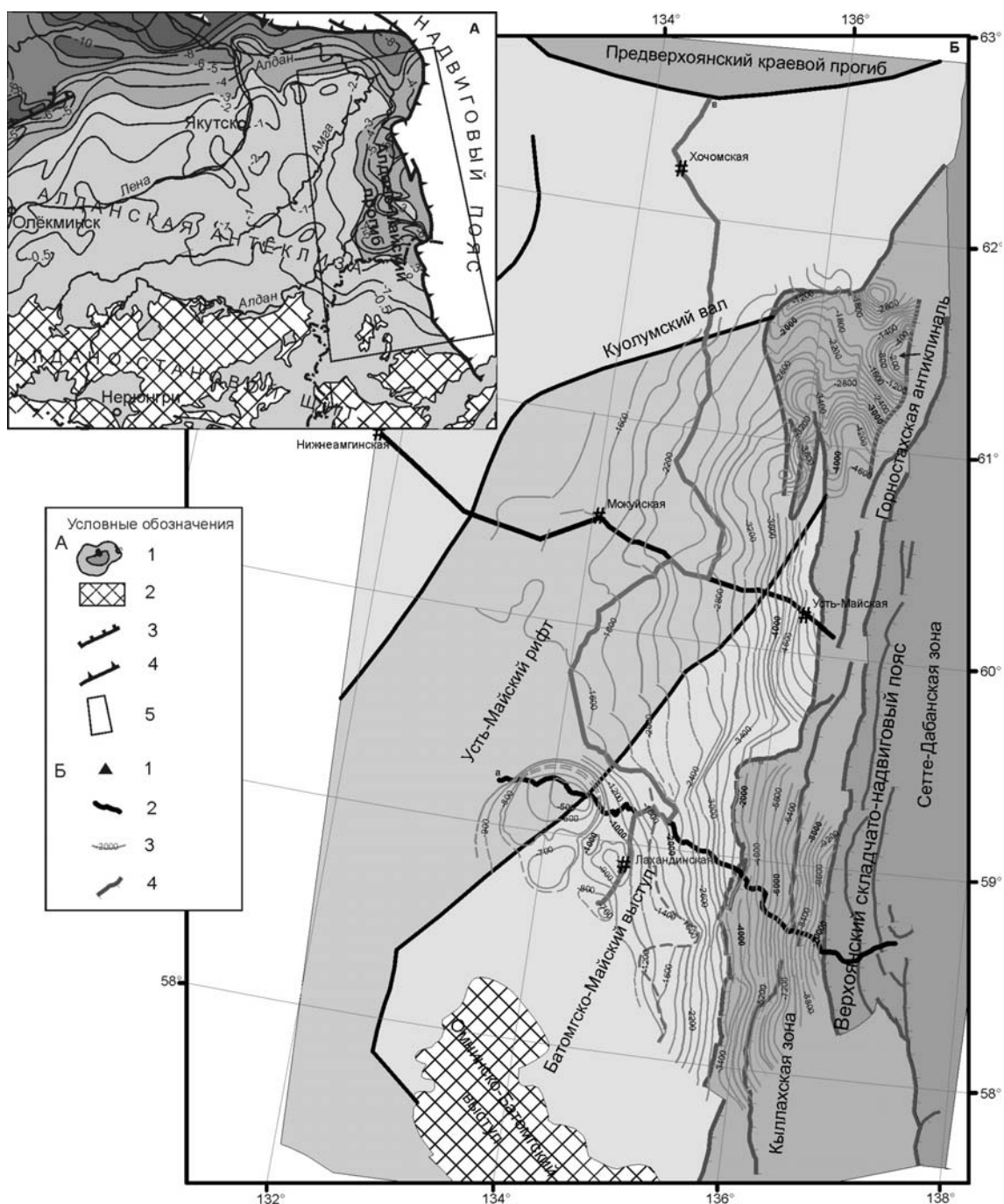


Рис. 1. А. Карта рельефа кристаллического фундамента юго-востока Сибирской платформы из [1]. 1 – изогипсы поверхности кристаллического фундамента в км; 2 – области выхода фундамента на дневную поверхность; 3 – разломы; 4 – фронт Верхоянского складчато-надвигового пояса; 5 – район исследований.

Б. Структурная схема Алдано-Майского прогиба (по материалам ОАО «Якутскгеофизика»). 1 – скважины глубокого буения; 2 – линии сейсмических разрезов; 3 – изолинии мощности осадочного чехла по подошве среднего рифея; 4 – надвиги

Среднерифейские отложения составляют значительную часть осадочного чехла АМП (рис. 1). Они уверенно распознаются по устойчивым отражениям от кровли (ОГ R_{2ml}) и в меньшей степени от подошвы омнинской свиты (ОГ R_{2om}). Омнинская свита по данным ВСП и акустического каротажа Мокуйской скважины отличается значительно пониженной пластовой скоростью, что вероятно и обусловило интенсивные отражения от ее границ.

Верхнерифейские отложения согласно залегают на среднерифейских и по сути слагают с ними единый комплекс, мощность которого довольно значительно возрастает в восточном направлении и достигает максимальных значений до 9-ти км в Кыллахской и Сетге-Дабанской зонах ВСНП (рис. 2). Максимальная мощность средне- верхнерифейского комплекса в АМП составляет 4 км. В северном направлении происходит уменьшение его мощности до полного выклинивания.

Венд-палеозойский сейсмокомплекс с угловым несогласием залегают на всех более древних образованиях рифея или непосредственно на кристаллическом фундаменте (рис. 2). По геологическим данным его формированию предшествовала глубокая эрозия, пенепленизация рельефа и образование кор выветривания [1, 2, 3]. На площади АМП распространены преимущественно венд-кембрийские отложения. Вендские отложения выдержаны по мощности и в волновом поле уверенно распознаются, служа репером при привязки волновой картины. Кембрийские образования в АМП эродированы на значительной площади, особенно в его южной части. На продольном разрезе видно уменьшение мощности в северном направлении (рис. 2, В).

Мезозойские отложения несогласно, со стратиграфическим перерывом залегают на кембрийских отложениях. Их мощность возрастает в пределах АМП в северном и в меньшей степени в восточном направлении, достигая максимальных значений в Предверхоаянском прогибе (рис. 2, В).

Анализ и выводы

Анализируя полученные сейсмические материалы, можно проследить эволюцию АМП, начиная с раннего рифея. В раннем рифее отложениями учурской серии заканчивается формирование Усть-Майского рифта. В среднем рифее происходит тектоническая перестройка, образуется Батомгско-Майское поднятие, центр седиментации смещается на восток. Начинает формироваться Юдомо-Майский авлакоген, в котором накапливается мощная толща осадков. В позднем рифее море постепенно отступает на восток. Западная часть АМП испытывает подъем и частичный размыв. Венд-кембрийский комплекс, плащеобразно перекрывая более древние образования, отлагается в условиях обширной морской трансгрессии [1]. После перерыва, во время которого произошло поднятие и эрозия, депоцентр смещается в Предверхоаянский краевой прогиб, где происходит накопление самого верхнего мезозойского комплекса.

Литература

1. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. – 571 с.
2. Варнавский В.Г. Алдано-Майский осадочный бассейн (Юго-Восток Северо-Азиатского кратона): литостратиграфия докембрия, кембрия // Тихоокеанская геология. – 2015. – Т. 34. – № 2. – С. 82–102.
3. Берзин А.Г., Оболкин А.П., Севостьянов С.Ю., Егошин А.А., Дьяконова В.А. Новые данные по геологии Алдано-Майского прогиба // Отечественная геология. – 2011. – № 6. – С. 21–26.

КОМПЛЕКСНОЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПЛАТФОРМЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

¹Фахрутдинов Е.Г., ¹Борисов А.С., ²Боровский М.Я.

¹Казанский (Приволжский) Федеральный университет, ²ООО «Геофизсервис», Казань

Изучение верхней части разреза (ВЧР), как объекта геологических исследований, является одним из основных направлений разведочной геофизики. Разработан методологический подход комплексного изучения ВЧР, который способствует высокой результативности геолого-геофизических работ и своевременному принятию мер по экологической безопасности как в регионах с высокой освоенностью недр, так и на площадях слабо исследованных территорий.

Краткий обзор проблемы и постановка задачи

В верхней части геологического разреза платформенных территорий сосредоточены значительные ресурсы полезных ископаемых. Так приповерхностная толща осадочного покрова Республики Татарстан (РТ) характеризуется наличием пород различного литологического состава, необходимых для строительных нужд, содержит запасы пресных подземных вод, перспективна для воспроизводства ресурсов углеводородного сырья за счет разработки скоплений природных битумов и тяжелых нефтей. В верхней части разреза происходят активные экзогенные (карсто- и оползнеобразование, и т. п.) и техногенные (антропогенные) процессы, проявления которых фиксируются при инженерно-геологических изысканиях и добыче месторождений полезных ископаемых, в том числе, нефти и газа.

Отличительная черта строения верхних звеньев осадочного чехла – значительная изменчивость физических свойств горных пород, как в вертикальном, так и латеральном направлениях. Вследствие этого неоднородности ВЧР могут быть «помехой» при изучении геофизическими методами более глубоких горизонтов надфундаментного разреза и кристаллического основания. В то же время в особенностях строения и состава пород ВЧР могут содержаться сведения о наличии скоплений углеводородов и других полезных ископаемых в средних и нижних интервалах осадочного покрова.

Изучение различных аспектов структуры верхней части геологического разреза нефтеперспективных регионов, которые способствовали бы получению информации, необходимой для решения целого ряда геологических и технических задач при минимальных затратах средств и времени, обуславливает целесообразность системных исследований приповерхностного интервала разреза платформенных территорий. Это обстоятельство и предопределяет необходимость разработки методологии системного геофизического изучения верхней части геологического разреза платформенных территорий, базирующейся на максимальном использовании геофизических материалов прошлых лет с рациональным сочетанием небольшого числа целенаправленных геофизических наблюдений [1, 2].

Методологические аспекты системного геофизического изучения ВЧР

Решение основных целевых задач предполагает:

- 1) изучение особенностей строения верхних звеньев геологического разреза осадочного чехла исследуемых площадей;
- 2) сбор и анализ физических свойств горных пород верхней части разреза;

- 3) районирование территории по условиям проведения геофизических методов разведки с позиции особенностей строения ВЧР (сейсморазведка, электроразведка, гравиразведка);
- 4) рассмотрение экологических аспектов освоения нефтеперспективных регионов;
- 5) разработку методических приёмов оценки естественной защищённости геологической среды по геофизическим данным;
- 6) экспериментальное изучение нарушенных состояний недр методами разведочной геофизики;
- 7) выдачу рекомендаций по геофизическому обеспечению геологоразведочных работ различного целевого назначения.

Впервые для платформенных территорий сформулирован методологический подход, базирующийся на комплексных геолого-геофизических исследованиях прошлых лет, системно охватывающих обобщение и анализ имеющихся сведений о физических свойствах горных пород, районирование площадей по поверхностным условиям проведения геофизических методов, изучение распределений геофизических полей в плане и разрезе. Это способствует выбору целенаправленных геофизических методов и технологий поисков и разведки различных полезных ископаемых [2, 3].

Результаты системных исследований в Республике Татарстан

В результате исследований, проведенных на территории Республики Татарстан (наиболее изученный регион Урало-Поволжья):

- 1) проанализированы физические параметры пород верхнего карбонатно-терригенного комплекса осадочного чехла и их распределения для рассматриваемого региона;
- 2) рассмотрены природные условия проведения сейсморазведочных и электроразведочных работ для изучения приповерхностного интервала осадочного чехла;
- 3) предложена методика и произведено районирование Татарстана по информационным возможностям осуществления высокоточной гравиразведки в зависимости от наличия плотностных неоднородностей (карст, рыхлые четвертично-неогеновые образования) в верхней части разреза [4, 5];
- 4) определены экологические аспекты освоения нефтеперспективных регионов, геофизические методы учета и оценки влияния на окружающую среду;
- 5) предложено использовать гравиметрический метод разведки в новом качестве – в природоохранных целях, разработаны методические основы оценки естественной защищённости геологической среды по гравиметрическим данным [6];
- 6) показана возможность комплексной оценки защищённости недр с помощью электроразведки методом сопротивлений;
- 7) впервые по комплексу методов полевой геофизики произведена оценка эколого-гидрогеологической ситуации при разработке месторождений сверхвязких нефтей тепловыми способами.

В результате исследований предложена технология своевременного осуществления мер по сокращению и (или) предотвращению негативных последствий освоения нефтеперспективных регионов. Изложены результаты экспериментальных эколого-геофизических наблюдений, в том числе при тепловом воздействии на сверхвязкие нефти (природные битумы). Используемые методы и методики могут служить эталонами при проведении подобных работ.

Заключение

Разработанный методологический подход комплексного изучения верхней части разреза способствует высокой результативности геолого-геофизических работ и своевременному принятию мер по экологической безопасности как в регионах с высокой освоенностью недр, так и на площадях слабо исследованных территорий [7, 8].

Таким, образом, повышение эффективности геофизической разведки в Республике Татарстан будет базироваться:

1) на выполненном районировании территории по поверхностным условиям проведения геофизических работ, что определяет набор наиболее соответствующих методов, с учетом вопросов аппаратурного и методического обеспечения, геологической эффективности и стоимости комплекса в целом;

2) на составленных схемах распределения физических параметров (свойств) горных пород ВЧР, что существенно при формировании физико-геологической модели целевого объекта, для выбора первоочередных направлений геолого-поисковых работ (наличие поверхностных аномалий служит основанием для постановки целенаправленных геофизических измерений);

3) на геологической интерпретации геофизических данных – выделенных и подтвержденных зонах тектонических нарушений;

4) на методических приёмах исключения аномалий помех различного происхождения.

Литература

1. Фахрутдинов Е.Г. Использование геофизических материалов прошлых лет для геологического изучения и наращивания минерально-сырьевой базы Республики Татарстан на современном этапе / Е.Г. Фахрутдинов // XIII Международный симпозиум «Энергоресурсоэффективность и энергоресурсосбережение в Республике Татарстан», Казань, ГУ Центр ресурсосберегающих технологий Республики Татарстан, 5–7 декабря 2012 г. – Казань: Центр оперативной печати, 2012. – С. 316–318.

2. Фахрутдинов Е.Г. К «парадигме» геологического изучения и наращивания минерально-сырьевой базы нефтеперспективных регионов на современном этапе / Е.Г. Фахрутдинов // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 40 сессии Международного научного семинара им. Д.Г. Успенского, Москва, 28 января – 1 февраля 2012 г. – Москва: ИФЗ РАН, 2013. – С. 347–350.

3. Фахрутдинов Е.Г. Повышение эффективности геологоразведочных работ в нефтеперспективных регионах: некоторые геофизические аспекты / Е.Г. Фахрутдинов // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам VI научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием). Т. 1 / отв. ред. Е.Н. Бачурин – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2013. – С. 174–178.

4. Боровский М.Я. Электроразведочные исследования по определению нефтяного загрязнения в районах нефтепромысловых сооружений / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, С.В. Шакуро, Е.Г. Фахрутдинов, В.И. Богатов // Сборник трудов IV Международного Конгресса «Чистая вода. Казань», Казань, 27–28 марта 2013г. – Казань: ООО «Куранты», 2013. – С. 69–71.

5. Фахрутдинов Е.Г. Системные актуальные задачи геофизического изучения верхней части геологического разреза платформенных территорий / Е.Г. Фахрутдинов // Сборник статей по материалам V Международной научно-практической конференции «Развитие и динамика иерархических (многоуровневых) систем. Философские, теоретические и практические аспекты» (Казань 11–13 ноября, 2013 г). Книга 1. / Отв. редактор проф. Э.М. Хакимов. – Казань: Изд-во «Познание», 2013. – С. 214–216.
6. Боровский М.Я. Высокоточная гравиразведка в природоохранных целях / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, В.И. Богатов, Е.Г. Фахрутдинов // Теория и практика нефтяной геофизики : материалы Всеросс. науч.-прак. конф. с международным участием, посвященной 90-летию А.К. Урупова (21–22 ноября 2013 г.) / гл. ред. В.И. Костицын. – Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2013. – С. 60–66.
7. Боровский М.Я. Методы сопротивлений и естественных электрических потенциалов – эффективный эколого-геофизический комплекс в районах нефтедобычи / М.Я. Боровский, В.И. Богатов, С.В. Шакуро, Е.Г. Фахрутдинов // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Восьмые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Материалы конференций. Екатеринбург 14-18 сентября 2015 г. – Екатеринбург: УрО РАН, 2015. – С. 48–50.
8. Гареев Р.М. Электроразведка при решении гидрогеоэкологических вопросов в нефтепромысловых регионах Республики Татарстан / Р.М. Гареев, М.Я. Боровский, Г.И. Петрова, П.Н. Кубарев, В.И. Богатов, С.В. Шакуро, В.Н. Филимонов, Е.Г. Фахрутдинов // Журнал экологии и промышленной безопасности. – 2015. – № 1–2. – С. 6–9.

ГЕОФИЗИКА И ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ДИНАМИКА РЕАЛИЗАЦИИ ГЕНЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ПРОДУКТИВНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ УСТЮРТА

Абетов А.Е., Абетова С.А.

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет им.К.И.Сатпаева,
Алматы, Республика Казахстан

В Устюртском регионе нефтегазоматеринские свиты нижнего карбона (турнейский ярус) и верхнего карбона – нижней перми вступили в активную часть главной фазы нефтеобразования только на послепалеозойском этапе развития. Местами они прошли ее полностью, местами – до сих пор находятся в ней. Длительные перерывы осадконакопления на рубеже палеозой-мезозой и активизации тектоно-магматического режима в ряде районов не оказали негативного влияния на процессы формирования, и, главное, сохранения скоплений углеводородов, особенно жидких. Часть углеводородов мигрировала в юрские отложения, сформировав промышленные скопления в их нижней части разреза, другая часть – поступила в гипсометрически выше расположенные ловушки палеозойских эрозионно-тектонических выступов, а часть – заполнила ловушки непосредственно в нефтегазоматеринских свитах.

Введение

Целенаправленное изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности доюрских комплексов пород Устюрта ведется с начала 60-х годов прошлого века. За истекший период в этом регионе выполнен значительный объем опорного, параметрического и поискового бурения. На ряде площадей (Каракудук, Центр. Кушкаир, Карачалак и др.) из этих комплексов пород получены промышленные притоки углеводородов (УВ).

Вместе с тем, вопрос о реальных перспективах нефтегазоносности доюрских образований до сих пор остается дискуссионным. Главная причина – все еще крайне слабая их геологическая изученность, особенно внутренней структуры, и, как следствие – возможность различного истолкования фактических данных.

Между тем как, все исследователи единодушны в одном – широкомасштабные процессы нефте- и газообразования в доюрских отложениях Устюрта действительно имели место. Разногласия их сводятся к тому, могли ли сохраниться, причем значительные по запасам, скопления УВ до наших дней. При решении этого вопроса ключевая роль принадлежит времени интенсивной генерации и эмиграции УВ из палеозойских нефтегазоматеринских свит, соотношению его со временем формирования ловушек и интенсивностью происходивших тектонических процессов [1, 2].

В качестве нефтегазоматеринских свит достаточно уверенно выделяются аргиллито-карбонатные отложения нижнего карбона (турнейский ярус) и вулканогенно-терригенные образования верхнего карбона-нижней перми. Для этих свит в профильном варианте нами произведена оценка динамики реализации генетического потенциала продуктивности (ГПП) содержащегося в них органического вещества материнских пород в различные геологические эпохи.

Палеореконструкции доюрских комплексов

Априорная характеристика разреза. Были осуществлены профильные палеотектонические реконструкции по линии, проходящей через площади Зап. Барсакельмес–Карачалак–Уртатепа–Аджибай–Урга в направлении восточной окраины Судочьего прогиба. По линии этого профиля также методами сейсмостратиграфического анализа определен структурно-формационный состав доюрских комплексов пород, слагающих промежуточный структурный этаж.

Аргиллито- карбонатные отложения нижнего карбона геохимическими данными охарактеризованы крайне слабо. Лабораторные определения имеются лишь для единичных образцов (Кушнир, 1985; Рамазанов, 1994 и др.). Тем не менее, с учетом материалов по соседним территориям и региональных закономерностей можно достаточно уверенно считать, что, во-первых, содержание рассеянного органического вещества (РОВ) в глинистых разностях пород вполне достаточно для отнесения их к нефтегазоматеринским, а во-вторых, преимущественно сапропелевый тип РОВ выдвигает эту толщу в число главных продуцентов жидких УВ.

Конечно, реальное содержание РОВ, степень его преобразованности и другие показатели достаточно сложно распределены по площади: мы же вынуждены ограничиться некоторыми усредненными значениями. Однако, это не играет принципиальной роли при сравнительной характеристике генетических возможностей органического вещества. Поэтому, в качестве исходных взяты: среднее содержание РОВ для глинистых разностей пород равное 1 %, доля сапропелевого компонента в нем составляет 0,9. Поскольку фактические мощности собственно материнских пород не известны, принята минимально возможная их доля в карбонатных толщах, равная 10 % [3].

В экспресс-способе (А.М. Акрамходжаев, А.В. Киршин, С.В. Плотников, 1985) расчета генетического потенциала продуктивности используются зависимости интенсивности масштабов этих процессов от палеоглубины погружения материнских пород, отражающие соответствующие геотермические условия. Вместе с тем, известно [2, 4], что палеотемпературы были существенно выше современных. Кроме того, в верхнедевонское время хотя и спорадически в Устюртском регионе протекали магматические процессы, также приводящие локально к дополнительному прогреву недр. Чтобы учесть эти факторы и поставить процессы нефте- и газообразования в максимально жесткие условия были подняты кривые интенсивности генерации и эмиграции УВ на 500 метров выше, что соответствует увеличению температуры на 20–25 °С (против современных). Следовательно, если главная фаза нефтеобразования (ГФН) в обычных условиях начинается на глубинах 1300–1500 м, то в нашем случае – уже на 800–1200 м.

Реконструкции процессов генерации УВ. При заданных геотермических параметрах процессы углеводородообразования в турнейских аргиллито-карбонатных отложениях начались уже в ниже-среднекарбонное время (рис.1), но для них характерно было, во-первых, не повсеместное развитие, во-вторых, превалирование газообразования над нефтеобразованием и, в-третьих, относительно слабые масштабы генерации УВ.

Даже в наиболее погруженной части интенсивность не превышает 1,7 тыс. т/км² (приблизительно 16 % от полностью реализованного ГПП). Аналогичная картина имела место и в течение позднего карбона – ранней перми с той лишь разницей, что в зоне максимального погружения начинают преобладать жидкие разности, свидетельствующие о вступлении здесь нефтегазоматеринских пород в ГФН.

К концу нижней перми местами проявлявшийся активный тектогенез сменился повсеместно на платформенные условия развития Устьуртского региона, началось относительно спокойное, хотя и неравномерное погружение территории, размыв приподнятых палеозойских блоков, накопление отложений в прогибах. Это, естественно, нашло отражение в смещении фокуса нефте- и газообразования в районы максимального накопления пермо-триасовых осадков. Вместе с тем масштабы этих процессов оставались не высокими.

Коренным образом картина изменилась в юрское и последующее время: *интенсивность продуцирования УВ возросла более чем в 10 раз, процессы нефтегазообразования отмечаются практически по всему профилю (рис. 1).* Еще более разительные результаты дает сравнение накопленной плотности реализации ГПП в допозднепермский и послетриасовый периоды.

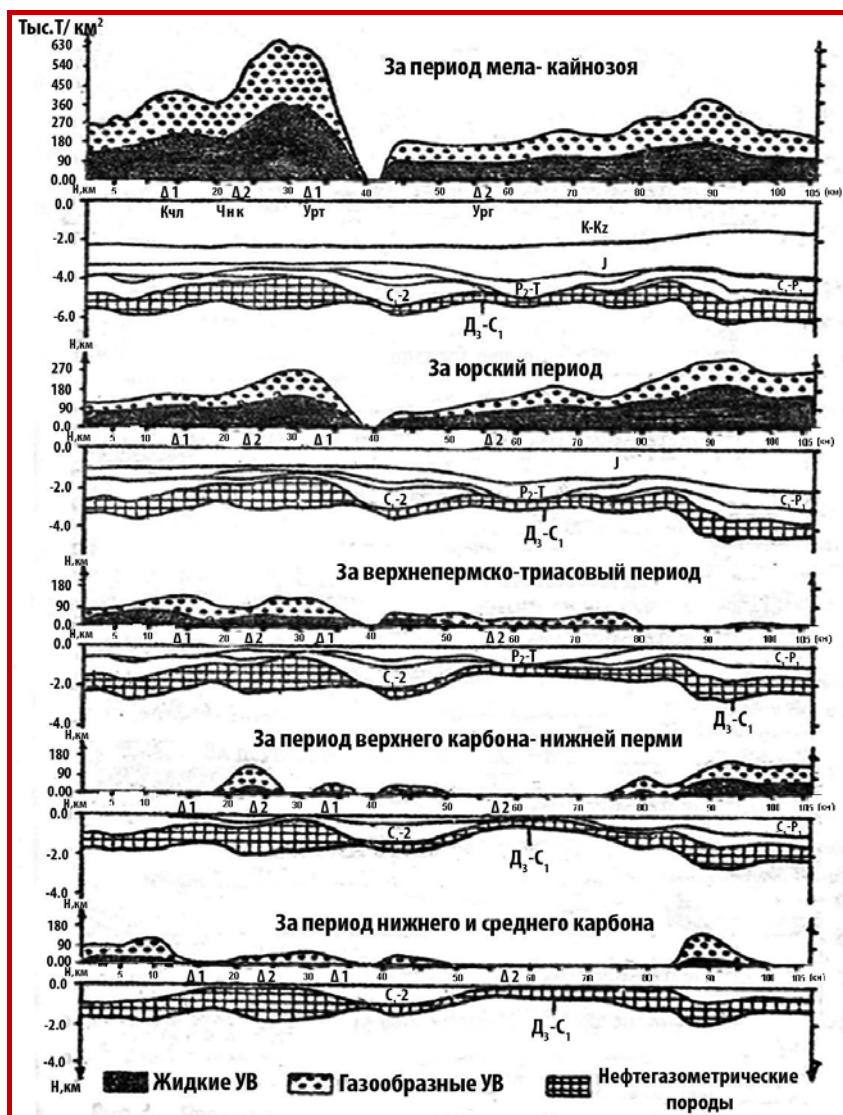


Рис. 1. Распределение плотности эмиграции УВ из нефтегазоматеринских свит турнейского яруса нижнего карбона

В целом, по профилю средняя величина интенсивности эмиграции УВ составляет соответственно 0,24 тыс. т/км² и 1,90 тыс. т/км², соответственно 8 % и почти 70 %

от общего реализованного ГПП. Это свидетельствует о том, что по рассмотренному профилю *нефтегазоматеринские породы турнейского яруса нижнего карбона вступили в активную часть главной фазы нефтеобразования лишь в послепалеозойский этап развития региона. Местами они прошли ее полностью, местами – до сих пор находятся в ней.* Если это так, то ни о каком негативном влиянии на процессы формирования а, главное, сохранения скоплений УВ, особенно жидких, длительных перерывов осадконакопления на рубеже палеозой-мезозой, активизации в ряде районов магматической деятельности в позднекарбон-раннепермское время и других разрушавших факторов не может быть и речи. Более того, наличие несогласий, являющихся идеальными каналами миграции УВ [4], могло привести к поступлению этих УВ в вышележащие мезозойские толщи. Свидетельством тому служит нефть в нижнеюрских отложениях площади Зап. Барсакельмеса.

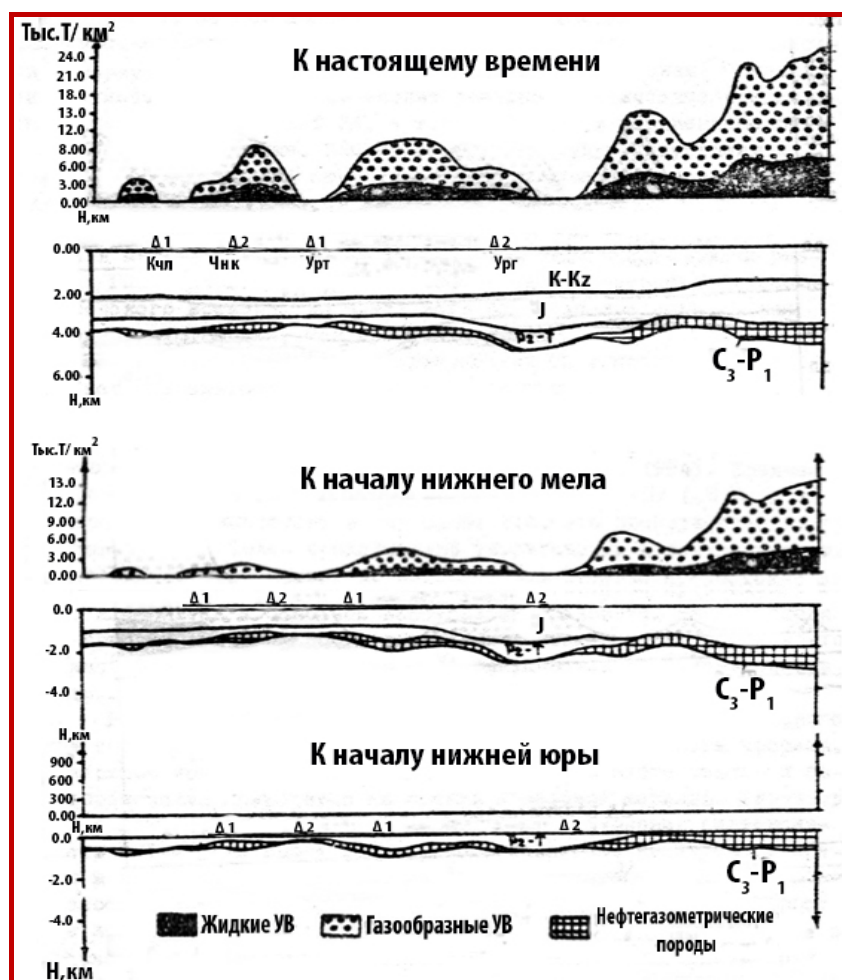


Рис. 2. Распределение накопленной плотности эмиграции УВ из нефтегазоматеринских пород верхнего карбона – нижней перми

Для нефтегазоматеринских свит верхнего карбона – нижней перми реализация ГПП, естественно, еще больше смещена в сторону мезозой-кайнозойского времени (рис. 2). Но здесь есть определенные отличия как в исходной информации, так и в результатах. Геолого-геохимические характеристики ОВ и пород данного комплекса оценены более надежно в связи с репрезентативностью лабораторных определений (Рамазанов и др., 1994). Среднее содержание ОВ в глинистых породах при-

нято равным 1,5 %, доля сапропелевых компонент в нем 0,25, т. е. это преимущественно гумусовый тип. Толща представлена терригенными и вулканогенными породами. Исходя из принципа минимальности оценок, доля материнских пород нами взята равной 0,5, что значительно ниже фактической (Авазходжаев и др., 1993).

В доюрское время (рис. 2) лишь низы терригенно-вулканогенной толщи вошли в верхнюю зону газообразования, да и то в наиболее погруженной части профиля. Основные же этапы нефте- и газообразования приходятся на юрский и меловой периоды. Характерным является превалирующий процесс газообразования, интенсивность которого в 3–4 раза превышает нефтеобразование.

Масштабы генерации и эмиграции УВ довольно велики и в сумме даже несколько превосходят таковые для ОВ турнейской аргиллито-карбонатной толщи. Логичен вопрос: где же эти УВ? Нам представляется, что часть *их мигрировала в юрские отложения, сформировав промышленные скопления по крайней мере в нижней части разреза (Акчалак и др.), часть поступила в гипсометрическом выше расположенные ловушки палеозойских эрозионно-тектонических выступов (Карачалак и др.), часть заполнила ловушки непосредственно в вулканогенных образованиях in situ (Сев. Караумбет)[5].*

Заключение

Таким образом, анализ динамики реализации ГПП ОВ верхнепалеозойских нефтегазоматеринских пород, несмотря на определенную условность ряда использованных параметров, позволяет высказать суждение о возможности открытия в доюрских образованиях достаточно крупных скоплений УВ, причем не только газообразных, но и жидких.

Первоочередным объектом поисков залежей нефти должны являться ловушки во внутренней структуре доюрских образований [5]. При рассмотрении вопроса о резервуарных породах наряду с кавернозными карбонатами коры выветривания, возможно развитие локальных объектов в карбонатных телах, в том числе рифовых фациях, в пермо-триасовых терригенных ловушках неструктурного типа [2, 5]. Такие объекты достаточно четко видны в сейсмическом волновом поле. На части их было проведено бурение параметрических, поисковых и разведочных скважин.

Литература

1. Акрамходжаев А.М., Гринберг И.Г., Сухинин В.Г. Нефтегазоносность Северо-Устюртской впадины – Ташкет: Фан, 1974. – 82 с.
2. Авазходжаев Х.Х., Лабутина Л.И. Литология, условия образования и нефтегазоносность доюрских отложений Устюрта. – Ташкент: Фан, 1979. – 160 с.
3. Акрамходжаев А.М., Киришин А.В., Пашковский В.Н. Особенности геотермического режима недр Узбекистана и их влияние на нефте-и газообразование // Геология нефти и газа. – 1981. – № 10. – С. 37–45.
4. Раабен В.Ф. Основные типы нефтегазоносности территорий мира. – М.: Недра, 1986. – 186 с.
5. Абетов А.Е., Досымбекова Ж.Б. Нетрадиционные коллектора в глинистых отложениях седиментационных бассейнов Центральной Азии и Казахстана // Известия НАН Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2015. – № 11. – С. 31–42.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЕРХНЕЮРСКОГО РАЗРЕЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Алеева А.О.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, ОАО
ТомскНИПИнефть, Томск

Использованы петрофизические уравнения и данные геофизических исследований скважин месторождений углеводородов Томской области. Выявлены петрофизические типы коллекторов горизонта Ю₁ и геофизические особенности пород баженовской свиты в разрезах с разным типом коллекторов.

Постановка задачи

Верхнеюрский разрез юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Томская область) представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами. Васюганская свита вмещает песчано-алевролитовые пласты Верхнеюрского нефтегазоносного комплекса – горизонта Ю₁, являющегося основным продуктивным горизонтом исследуемой территории. Отложения васюганской свиты перекрываются аргиллитами георгиевской свиты и битуминозными глинисто-карбонатно-кремнистыми образованиями баженовской свиты. Баженовская свита выполняет функции региональной покрышки, обладает нефтегенерационным потенциалом (Конторович и др., 2001) и может быть источником нефти для пластов горизонта Ю₁. Георгиевская свита, отделяющая горизонт Ю₁ от баженовской свиты в пределах исследуемой территории маломощная, редко превышает 5 метров. В ряде разрезов месторождения она вообще отсутствует или может быть выявлена исключительно по данным индукционного каротажа по глубокой отрицательной аномалии сопротивления.

Цель исследований – выявление взаимосвязи геофизической характеристики баженовской свиты с особенностями (типами) коллекторов горизонта Ю₁. *Объекты исследования* – нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения Томской области (верхнеюрский разрез). Методы исследования – стандартный комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС): гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК), методы самопроизвольной поляризации (ПС) и кажущегося сопротивления (КС); статистический анализ показаний методов ГИС. Концепция исследования: использовать в качестве квалификационного признака коллекторов горизонта Ю₁ результаты расчета по петрофизическим уравнениям удельного электрического сопротивления (УЭС) при заданных условиях: коэффициент пористости = 0,17; коэффициент нефтенасыщенности = 0,6; УЭС поровой воды = 0,07 Ом·м.

Ниже приводятся *основные результаты проведенного исследования* (табл. 1–2; рис. 1–2).

Коллекторы горизонта Ю₁ месторождений УВ Томской области резко неоднородны по УЭС. Из 20-и изученных месторождений ровно половина имеет УЭС коллекторов более 8 Ом·м («высокоомный тип» коллекторов) и столько же месторождений имеют коллекторы с более низкими значениями этого параметра – «нормальный тип» и «низкоомный тип» (УЭС ниже 6 Ом·м).

Месторождения выделенных типов коллекторов закономерно располагаются относительно континентальных рифтовых зон доюрского фундамента, а также аномалий геотермических градиентов осадочного комплекса. В целом, аномалии повышенных

температурных градиентов, а также месторождения высокоомной группы располагаются полукольцом, с северо-востока, обрамляя область пониженных температурных градиентов в месте схождения рифтов разных направлений. При этом месторождения низкоомной группы (нефтяные однопластовые месторождения) локализованы исключительно западнее наиболее протяженного Уренгойско-Колтогорского рифта.

При одинаковых заданных условиях расчета разница в УЭС коллекторов связана с неоднородностью состава его твердой фазы. Оценка литологического состава коллекторов по петрофизическому уравнению для определения коэффициента пористости (K_p) по акустическому каротажу показала, что высокоомные коллекторы, как правило, карбонатизированы, а низкоомные – характеризуются повышенной глинистостью (табл. 1).

Таблица 1

*Результаты расчета интервального времени твердой фазы ($\Delta T_{тв}$) коллекторов с пониженным и высоким УЭС (O_m^*m)*

Месторождение УЭС (горизонт)	Пласты	Уравнение связи	$\Delta T_{тв}$, мкс/м	Прогноз литологического состава коллектора
Герасимовское УЭС ($Ю_1$) = 17,9 УЭС (М) = 20,5	$Ю_1$	$K_p = 0,235\Delta T - 39,4$	167,77	Карбонатизированный песчаник
	М	$K_p = 0,229\Delta T - 36,6$	159,88	Интенсивно карбонатизированный песчаник
Крапивинское УЭС ($Ю_1$) = 5,9	$Ю_1$	$K_p = 0,2\Delta T - 35,0$	175	Слабоглинистый песчаник

На многопластовом Герасимовском нефтегазоконденсатном месторождении все пласты в юрском разрезе и в коре выветривания (горизонт «М») относятся к группе высокоомных. Вследствие карбонатизации коллектора эффективная для большинства месторождений Томской области оценка K_p по показаниям ПС на Герасимовском месторождении оказалась невозможной [2].

Качественный и статистический анализ *баженовской свиты* был проведен по типичным разрезам месторождений с разными типами коллекторов горизонта $Ю_1$: 1) низкоомный тип: Крапивинское нефтяное (скв. 226), Катильгинское (94); 2) высокоомный тип: Ломовое нефтяное (214), Герасимовское (6) и Лугинецкое (183) нефтегазоконденсатные; 3) нормальный тип: Таловое (26) нефтяное.

Во всех изученных разрезах баженовской свите (БС) соответствует яркая геофизическая аномалия. Высокие значения естественной радиоактивности (ГК) и УЭС (КС), отличающиеся от вмещающих отложений показания НГК и ПС связаны с битуминозностью и возможной нефтенасыщенностью пород, а также со сложным карбонатно-глинисто-кремнистым их составом [1]. Отличительные особенности конкретных разрезов БС проявляются в уровне значений геофизических параметров и во взаимоотношении между ними.

Были выявлены отличительные (квалификационные) геофизические признаки БС (рис. 1, 2; табл. 2):

- 1) максимальные вариации показаний ПС ($\Delta ПС$, мВ);
- 2) степень взаимосвязанности параметров (отношение числа пар тесно связанных геофизических параметров ($R^2 > 0,4$) к числу пар несвязанных параметров ($R^2 < 0,1$));
- 3) отношение медианных значений показаний базовых методов (КС/ГК, Омм/(мкР/час);
- 4) мощность георгиевской свиты (м).

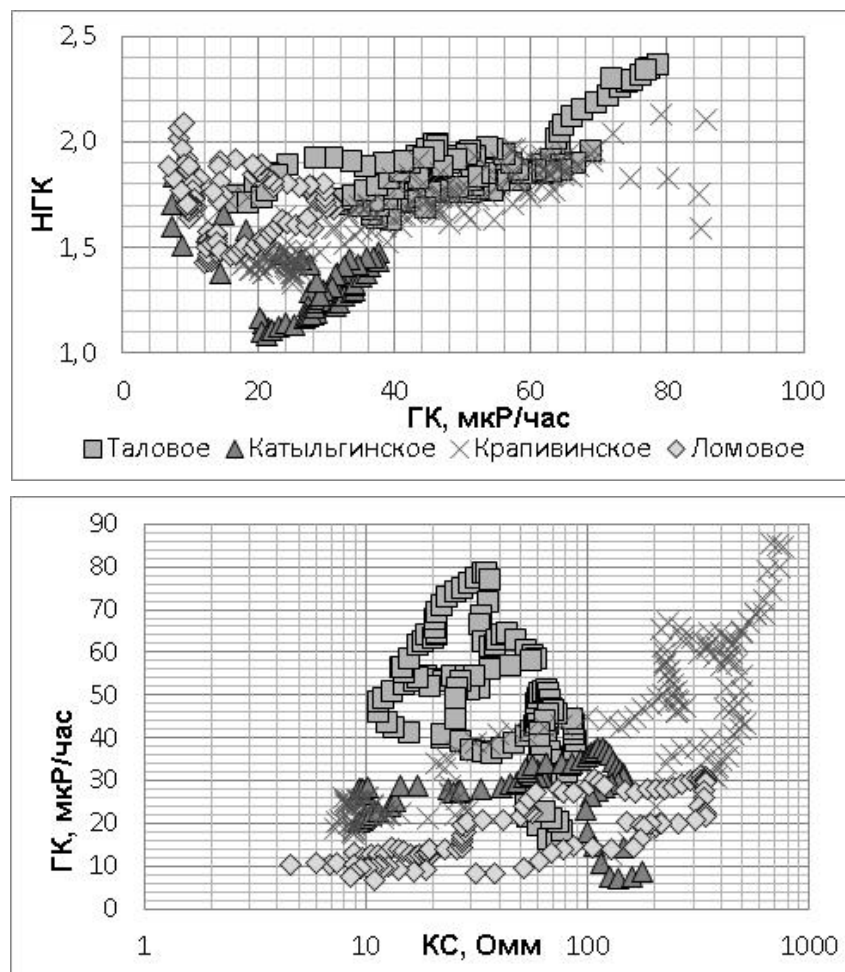


Рис. 1. Баженовская свита. Поля корреляции значений геофизических параметров в разрезах нефтяных месторождений с разным типом коллектора горизонта Ю₁

Таблица 2

Основные классификационные признаки баженовской свиты исследованных разрезов месторождений УВ

Месторождение, скважина	ΔПС, мВ	Связанность параметров	КС/ГК	Мощность георгиевской свиты, м	Группа/фазовый состав
Крапивинское, 226	33,0	9/0	5,4	1,0	Западная / нефть
Катильгинское, 94	42,0	5/2	2,09	0	
Ломовое, 214	12,7	4/2	3,01	1,6	
Таловое, 26	6,5	4/4	0,77	2,0	
Герасимовское, 6	2,9	1/5	1,4	5,9	Юго-восточная / газ, нефть
Лугинецкое, 183	–	1/8	1,4	5,4	

По совокупности геолого-геофизических признаков исследованные разрезы разделяются на две группы. Юго-восточная группа – нефтегазоконденсатные месторождения с высокоомным типом коллектора горизонта Ю₁ отличаются спокойным характером ПС в интервале БС, очень низкой зависимостью между геофизическими параметрами БС и низким отношением КС/ГК, повышенной мощностью георгиевской свиты.

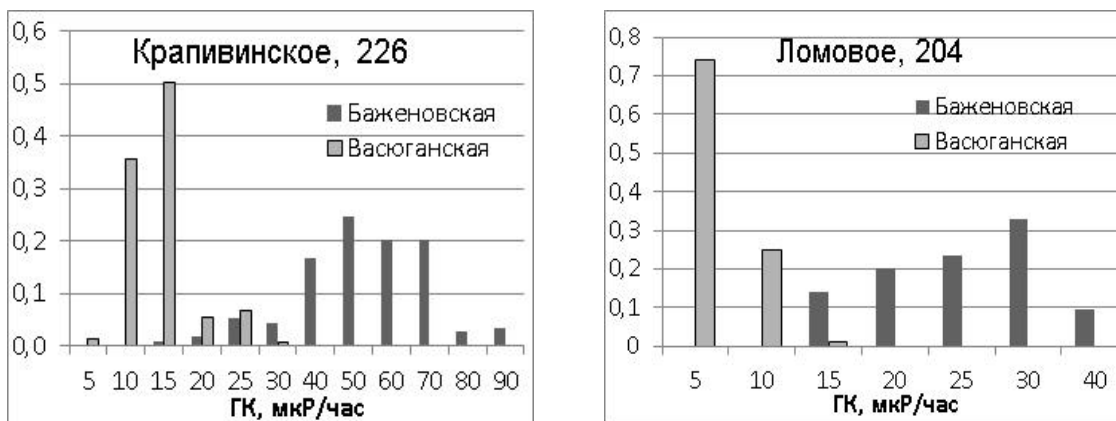


Рис. 2. Гистограммы распределения значений естественной радиоактивности (ГК) пород баженовской и васюганской свит в разрезах с низкоомным (Крапивинское) и высокоомным (Ломовое) типом коллектора горизонта Ю₁

В целом противоположными свойствами обладает западная нефтяная группа. При общей близости геофизической характеристики различие в типах коллекторов Ю₁ имеет место и внутри нефтяной группы. Например, баженовская свита Крапивинского месторождения с низкоомным типом коллектора горизонта Ю₁ отличается от БС «нормального» Талового месторождения существенно более высоким УЭС (КС) при высокой радиоактивности пород в обоих разрезах (рис. 1), а от БС Ломового месторождения с высокоомным типом коллектора – существенно более высокой радиоактивностью при близком интервале изменения показаний КС (рис. 1, 2).

Выводы

Таким образом, геофизическая характеристика баженовской свиты и петрофизический тип коллектора перекрываемого ею горизонта Ю₁ взаимосвязаны. Данные рис. 2 также указывают на вертикальную согласованность уровня геофизических параметров баженовской свиты и васюганской свиты, и различие типа коллектора горизонта Ю₁ проявляется в отличии геофизических параметров (в данном случае радиоактивности) всего верхнеюрского разреза. Поскольку имеет место согласованность геофизических параметров по вертикали, объяснить выявленные закономерности без привлечения данных о глубинном строении исследованной территории невозможно.

Литература

1. Номоконова Г.Г., Колмаков А.Ю., Расторгуева (Алеева) А.О., Парубенко И.В. Баженовская свита – геофизическая аномалия / Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы освоения. Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013г. – М.: ГЕОС, 2013. – С. 183–187.

2. Расторгуева (Алеева) А.О. Геолого-геофизические особенности Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова. Т. 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 397–399.

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКАЯ ПАРАДИГМА И ПОИСК НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ЮГО- ЗАПАДЕ ЯКУТИИ

¹Берзин С.А., ²Берзин А.Г.

¹Geco-Prakla, Schlumberger Ltd, Якутск

²Северо-восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, Якутск

На основании проведенных исследований аргументируются нетрадиционные представления об источниках генерации УВ и механизмах образования залежей на территории Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Постулируется связь процессов формирования и расформирования многопластовых залежей УВ с периодическими процессами активизации разломных систем различной пространственной генерации. Приводится модель глубинного строения территории и с позиции теории конвергенции аргументируется вероятность существования супербассейна в «подфундаментных» отложениях Непско-Пеледуйского свода НБА.

Введение

В настоящее время Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область и входящая в нее территория части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) на юго-западе Якутии является одной из немногих территорий Сибирской платформы, обладающих исключительно высоким углеводородным потенциалом. Здесь разведаны крупные запасы нефти и газа и имеются перспективы для дальнейшего наращивания сырьевой базы и полноценного участия в реализации нефтегазовых мегапроектов на востоке Российской Федерации.

В этой области в низах осадочного чехла выявлено более 20-и месторождений углеводородного сырья, в которых сосредоточено 2/3 запасов газа и все без исключения запасы нефти, учтенные государственным балансом Российской Федерации по Республике Саха (Якутия).

Перспективы дальнейшего наращивания углеводородного сырья на рассматриваемой территории тесно связаны с установлением природы уже открытых месторождений в венд нижнекембрийских отложениях осадочного чехла на нетрадиционных подходах и представлениях об источниках генерации углеводородов (УВ) и механизмах образования залежей.

Флюидодинамическая парадигма образования месторождений УВ

На основании произведенных оценок распределений разведанных и прогнозных запасов газа по методике геолого-математического моделирования Ф.Н. Алексеева установлено, что в природных совокупностях месторождений на территории Непско-Ботуобинской НГО в пределах Якутии возможно увеличение запасов УВ в 3,8 раза. Наблюдаемая при этом общность вероятностных распределений запасов в объединённых выборках связывается с общностью условий генерации УВ, которая может существовать только за пределами сложно построенных осадочного чехла и складчатого фундамента платформ т. е. с мантийной дегазацией [1].

Важную роль для выработки критериев поиска новых залежей УВ имеет выбор флюидодинамической парадигмы образования месторождений на территории НБА. Природа открытых здесь залежей, залегающих вблизи кристаллического фундамента в осадочном чехле малой мощности, характеризующемся низким содержанием органического углерода и отсутствием условий для дальней миграции УВ, не может

быть объяснена с позиций осадочно-миграционной теории нефтегазообразования. Для выработки критериев поиска новых месторождений необходимо привлекать другие модели тектонической природы залежей.

В связи с выявившимися гигантскими масштабами глубинной дегазации Земли, в том числе и углеводородной, разрабатываются схемы процессов нефтегазонакопления, помимо классической биогенной, также за счет процессов дегазации как прямые так и с промежуточным накоплением бактериальной массы и ее переработки в нефть. Из современных теорий образования залежей УВ отметим теорию конвергенции [2]. *Глубинные разломы в отмеченных теориях являются важной и неотъемлемой частью нефтегазоносных бассейнов.*

Результаты исследований северо-восточной части НБА

Рассмотрим по результатам наших исследований некоторые особенности разломной тектоники в формировании залежей УВ, критерии и направления поиска новых месторождений на территории северо-восточной части НБА, в Патомском секторе ее сочленения с Байкало-Патомской складчатой областью (БПСО) на двух уровнях ее проявления – в осадочном чехле и на глубинном – в «подфундаментных» образованиях.

Проведенными ранее исследованиями установлено, что в синхронных отложениях рифей–нижнепалеозойского осадочно-породного бассейна НБА имеют место дискордантные соотношения локальных структурных планов залежей в карбонатных породах нижнего кембрия и терригенных породах венда. Локальные структурные планы их азимутально развернуты, что позволяет увязывать процессы формирования и расформирования многопластовых залежей УВ на территории НБА с периодическими процессами активизации разломных систем различной пространственной генерации. Этим устанавливается влияние тектонического фактора на формирование и линейно-зональный характер размещения залежей УВ в разновозрастных отложениях осадочного чехла НБА (рис. 1) [3].

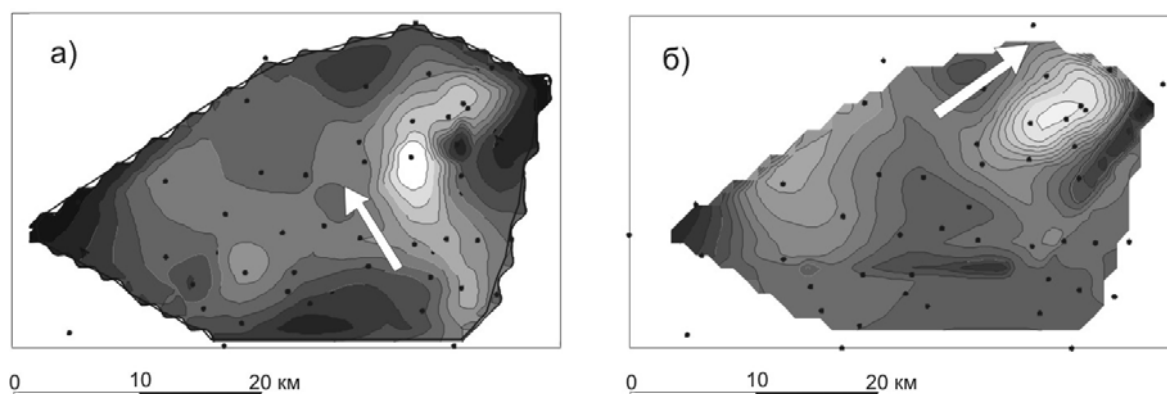


Рис. 1. Структурные планы на Верхне-Вилучанском месторождении по продуктивным горизонтам: а) юрскому горизонту Ю-1 (юрская свита нижнего кембрия); б) харыстанскому (харыстанская свита венда); матричное представление: светлые тона – поднятие, темные – погружение; точки – скважины

Обзор продуктивных горизонтов в разрезе кембрия и докембрия Сибирской платформы показывает (Геология нефти и газа Сибирской платформы, 1981), что основные залежи нефти и газа приурочены к терригенной части осадочного чехла

докембрия. В то же время в гораздо более мощном нижне-среднекембрийском га-логенно-карбонатном комплексе обнаружено мало промышленных скоплений углеводородов. На всех месторождениях НБА – это массивный характер резервуара, контролируемый участками повышенной трещиноватости в зонах развития дизъюнктивных дислокаций и локальными участками вторичных изменений пород, способствующих улучшению их емкостных и фильтрационных свойств. Поиск таких резервуаров стандартными методиками сейсморазведки МОГТ без понимания природы формирования и поисковых критериев размещения залежей УВ малоэффективен.

В этой связи, несовпадение простирания локальных структурных планов продуктивных карбонатных горизонтов (нижний кембрий) и терригенных пластов венда, устанавливаемое корреляционным анализом структурных карт, может рассматриваться в качестве одного из критериев перспективности нижнекембрийских карбонатных отложений на участке несовпадения, характеризующемся понижением коэффициента взаимной корреляции ниже 0,7 [3].

Выявленные закономерности подтверждают флюидодинамическую природу образования залежей УВ на территории НБА. Они опосредовано увязываются с гипотезой член-корреспондента РАН Б.А. Соколова (Соколов, 2001) о подфундаментном источнике и роли разломных систем фундамента в образовании месторождений осадочного чехла Непско-Пеледуйского свода (НПС) НБА, а также с проблемой поиска уникальных месторождений на этой территории.

Отметим *глубинные тектонические особенности изучаемой территории* на обобщенной модели строения земной коры, построенной нами по геолого-геофизическим данным и моделированию, по профилю в крест простирания НПС в Патомском секторе Предбайкало-Патомского надвигового пояса [4] (рис. 2).

1. В основании НПС залегает палеорифтовая система, аргументированная нами в развитие гипотезы Соколова Б.А., которая перекрыта реликтовой кристаллической пластиной от аллохтонного гранито-гнейсового блока земной коры, надвинутого на рифт в предвенское время [4, 5].

2. Нюйско-Джербинская впадина (НДВ) в Патомском секторе почти не проявляется, а Предпатомский прогиб, очевидно, в значительной степени редуцирован и представлен многокилометровыми терригенными отложениями (риффея?) в основном в своей внутренней части, расположенной в прифронтальной зоне складчатого пояса.

3. Непско-Ботуобинская антеклиза сочленяется с горно-складчатыми структурами посредством глубинного мантийного разлома–краевого шва

4. Имеются формальные признаки структурных элементов супербассейна [5]: на юго-востоке территории расположена Байкало-Патомская складчатая область, на северо-западе на расстоянии 150-200 км от нее расположена НБА, являющаяся областью нефтегазонакопления, которая через внутреннюю погруженную часть сегмента НДВ и через шовный разлом сочленяется с БПСО.

По теории конвергенции нефтегазоперспективными отложениями (источниками УВ) могут быть мощные осадочные толщи с газопитающими разломами земной коры, уходящими в мантию, с помощью которых осуществляется миграция рассеянного органического вещества и концентрация его в ловушках УВ [2].

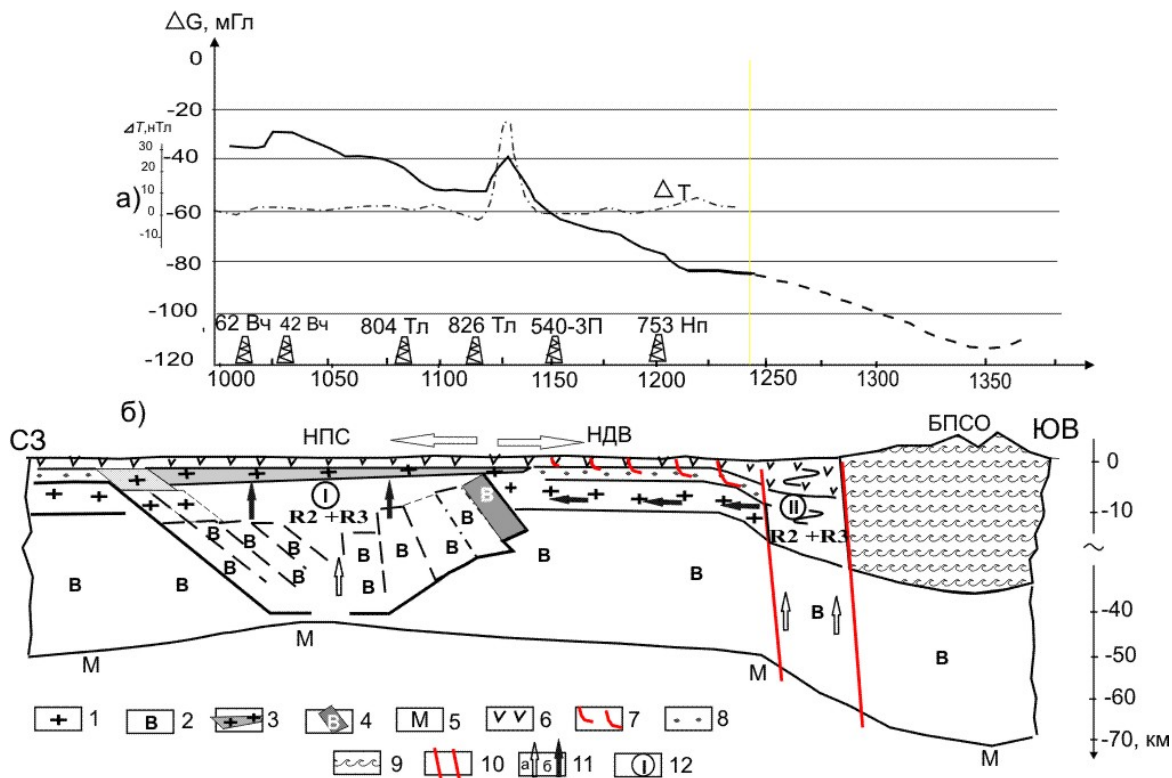


Рис. 2. Обобщенная модель геологического строения земной коры по профилю «Батолит-1» и его продолжению до БПСО: а) кривая гравитационного поля ΔG по профилю (сплошная) и его продолжению до БПСО (пунктирная); б) обобщенная модель. 1 – гранито-гнейсовый слой коры и блоки; 2 – гранулит-базитовый слой коры и блоки; 3 – реликтовая кристаллическая пластина от аллохтонного блока фундамента; 4 – выступающий под пластину гранулит-базитовый блок субвертикального падения; 5 – граница Мохоровичича; 6 – венд-кембрийские отложения; 7 – шарьяжно-надвиговые дислокации; 8 – отложения талаканской толщи; 9 – метаморфизованные породы рифея; 10 – краевой шов; 11 – направления миграции потоков УВ: а – мантийных (светлая стрелка), б – битумоидных (темная стрелка); 12 – прогнозируемые рифейские отложения: I – в подфундаментных отложениях НПС; II – в дистальной части (НДВ); НПС – Непско-Пеледуйский свод НБА, НДВ – Ньюско-Джербинская впадина Предпатомского прогиба, БПСО – Байкало-Патомская складчатая область

В приведенной модели два возможных источника УВ, удовлетворяющих этим условиям. Они связаны с ареалами развития наиболее продуктивных по нефтегазо-генерационному потенциалу отложений углеродистых формаций среднего и верхнего рифея, которые отсутствуют в осадочном чехле НБА. Первый источник подфундаментный – прогнозируемая палеорифтовая система с мощной осадочной терригенно-карбонатной толщей, перекрытая реликтовой пластиной. По гипотезе Б.А. Соколова именно из этих отложений УВ мигрируют вверх по разломам, образуя нефтегазовые залежи в отложениях терригенного венда и карбонатах нижнего кембрия. Второй источник – дистальная часть прогиба, не вскрытого бурением, реальность развития мощной толщи рифейских отложений в которой подтверждается выходом их на поверхность в БПСО.

Заключение

Миграция УВ из дальней зоны источника непосредственно в отложения осадочного чехла НПС затруднена или невозможна из-за блокирующего шовного сочленения и повсеместного нарушения осадочного чехла прогиба шарьяжно-надвиговыми дислокациями. Однако, если предположить миграцию флюидов из внутренней части прогиба под кристаллическую пластину в «подфундаментные» отложения Непско-Пеледуйского свода, то в этих отложениях может быть открыт уникальный по ресурсам нефтегазоносный бассейн, в котором реализуется суммарный генерационный потенциал рифейских отложений палеорифтовой системы и Предпатомской краевой системы.

Предпосылки для такой миграции имеются. Предполагаемый по геофизическим данным восточный контур покрывающей реликтовой пластины в Патомском секторе имеет тенденцию к расширению к югу и возможен его выход на линию краевого шва в расположенном южнее Ажиткано-Непском секторе надвиговой складчатости.

Литература

1. Алексеев Ф.Н., Берзин А.Г., Ситников В.С. Природные совокупности и ассоциации залежей углеводородов // Новые идеи в геологии. и геохимии нефти и газа. Материалы VI-й международной конференции. Т. 1. – М.: Геос, 2002 – С. 21–25.
2. Иванников В.И., Кузнецов Ю. И. Нефть: история, происхождение, закономерности размещения // Каротажник. – 2011. – Вып.9 (198). – С. 114–146.
3. Берзин А.Г., Рудых И.В., Берзин С.А. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5. – С. 14–21.
4. Берзин А.Г., Берзин С.А., Иванов И.С. Геолого-геофизические модели Непско-Пеледуйского свода и прилегающей части Нюйско-джербинской впадины. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 4. – С. 55–63.
5. Корчагин В. И. Закономерности взаимного расположения крупнейших скоплений нефти и газа в супербассейнах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 5. – С. 38–49.

ОЦЕНКА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИС (ЮЖНО-ТУРГАЙСКАЯ ВПАДИНА)

Борисенко Г.Т., Исагалиева А.К.

Казахский национальный технический университет
им. К.И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан

Продуктивные отложения изучаемого месторождения представлены проницаемыми песчано-глинистыми породами. Песчано-глинистые продуктивные коллекторы отмечаются высоким содержанием глин, определение содержания связанной воды является важным звеном при оценке объема свободной воды в коллекторах. Оценка фильтрационно-емкостных характеристик таких пород в пластовых условиях является необходимой базой для оценки продуктивности коллекторов, а также для оценки извлекаемых запасов нефти. Рассмотрены методы определения коэффициентов глинистости, пористости и нефтенасыщенности коллекторов по диаграммам геофизических методов исследования скважин. Приведены критерии выделения пластов-коллекторов.

Постановка задачи

Существующие подходы определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на основе данных геофизических исследований скважин (ГИС) можно разделить:

- 1) методики, использующие один метод ГИС;
- 2) методики, использующие комплекс методов ГИС, а учет неизвестных петрофизических переменных и констант производится последовательно (например, учет влияния объемной глинистости и ее минерального состава на показания нейтронного и акустического методов через показания методов ПС и ГК);
- 3) методики, основанные на построении кросс-плотов при совместном использовании данных методов ГИС и результатов исследований керна.

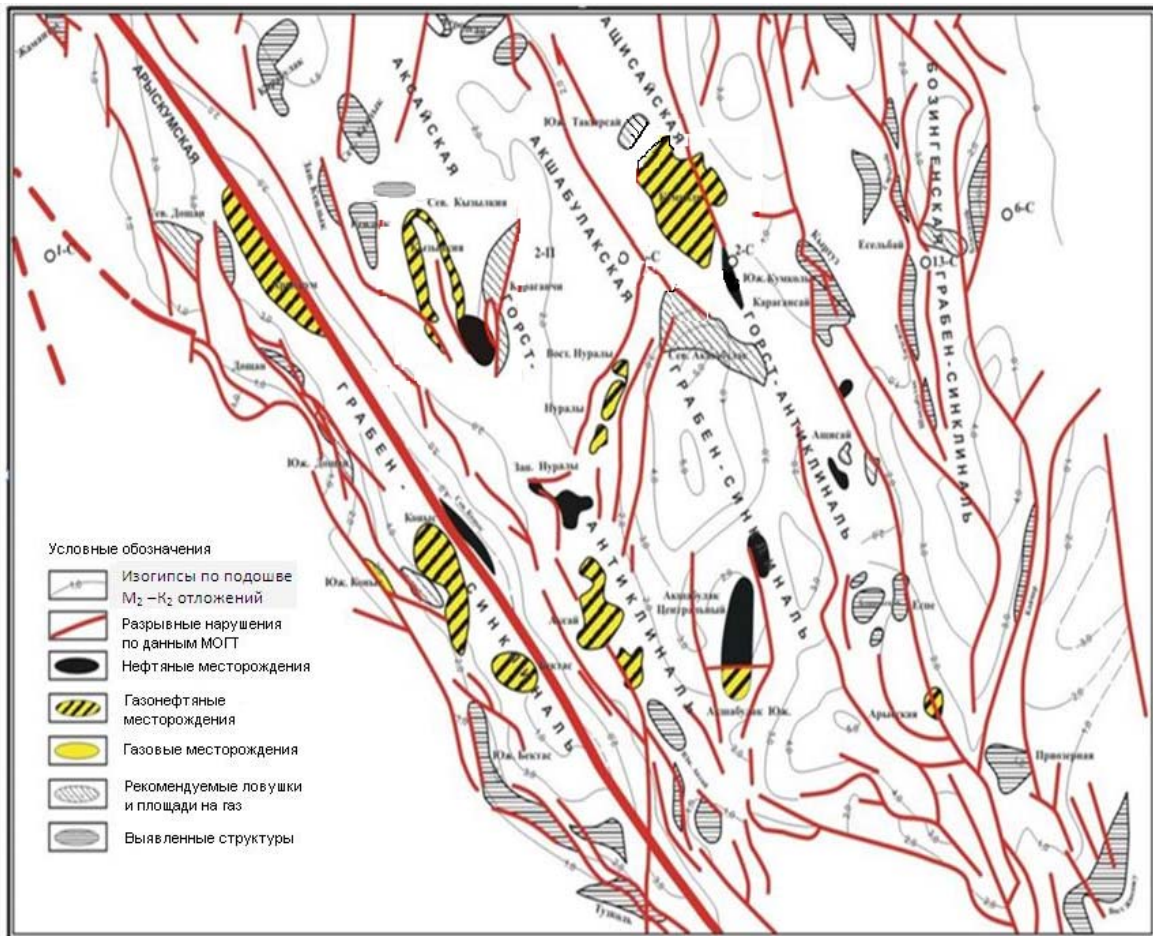
Первые два подхода дают значительные погрешности определения искомых величин: по пористости – 3,5–4,0 %; по проницаемости – на большие величины [1, 2].

Объектом применения методик определения ФЕС является одно из месторождений, которое находится в пределах Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины, являющейся северо-восточной частью Туранской плиты (рисунок).

Краткая характеристика нефтегазоносности объекта

В разрезе месторождения участвуют отложения мезозой–кайнозоя, залегающие на поверхности фундамента раннепротерозойского возраста. Здесь установлено семь продуктивных горизонтов, приуроченных к нижненеокомским, верхне- и средне-юрскими отложениям [3].

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены слабосцементированными песчаниками и гравелитами, обладающими высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Пористость газонасыщенных коллекторов составляет в среднем 17,4 %, а нефтенасыщенных – 18,6 %, причем по части образцов отмечается пористость до 22,5 %, а проницаемость колеблется от 0,3 до 14,3 мД, коэффициент глинистости пород $K_{гг}$ (песчаников и алевролитов) от 8,2 до 30,0 %.



Тектоническая схема Южно-Тургайской впадины

Этапы реализации методики определения ФЕС

1. Выделены коллекторы в изучаемых отложениях. При выделении пластов коллекторов по кривой ПС целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой ПС использовать относительную амплитуду:

$$апс = \Delta U_{пс} / \Delta U_{пс оп},$$

где $\Delta U_{пс оп}$ – амплитуда отклонения кривой ПС против опорного пласта; $\Delta U_{пс}$ – амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта, приведенная к условиям пласта большой мощности. Коллекторами следует считать участки, характеризующиеся величинами $апс \geq 0,4$, неколлекторами – $апс < 0,3$.

2. Глинистость коллекторов характеризуется долей минерального скелета породы, которая представлена глинистыми минералами и по гранулометрическому составу относится к фракции зерен с размерами $d_3 < 0,01$ мм. Петрофизические модели методов для определения глинистости обосновываются по зависимостям типа «КЕРН-ГИС» при этом, как правило, используется «гранулометрическая» глинистость.

Для изучаемого месторождения глинистость определялась по уравнению [2]:

$$V_{sh} = \frac{2^{GCUG \times \Delta GR} - 1}{2^{GCUG} - 1}, \quad (1)$$

где $\Delta GR = \frac{GR - GR_{mn}}{GR_{mx} - GR_{mn}}$; $GUCG = 2$;

GR – текущее значение ГК против интерпретируемого пласта;

GR_{mx} – максимальное значение ГК против пласта глин;

GR_{mn} – минимальное значение ГК против «чистого» «песчаника».

3. По данным литолого-плотностного каротажа были определены *общая пористость и эффективная пористость*. Эффективная пористость вычисляется при условии, когда плотность флюида приравнена единице ($\rho_f = 1$). Если глинистость превышает граничное значение или равно ему, в значение эффективной пористости вносится поправка:

$$POR = \frac{DEN - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} - Vsh \cdot \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}, \quad (2)$$

где POR – эффективная пористость; DEN – значение плотностного каротажа;

ρ_{sh} – значение глинистости по плотностному методу; Vsh глинистость;

ρ_f – плотность флюида; ρ_{ma} – плотность матрицы.

Коэффициент пористости (K_p) по результатам интерпретации диаграмм ГИС по интерпретируемой скважине изменяется в пределах от 15,0 % до 30,1 %. Самый максимальный коэффициент пористости имеет пласт в интервале глубин 1276,2– 1282,9 м.

4. Коэффициент водонасыщения вычислялся по формуле Арчи [1,4]:

$$SW = \left(\frac{a \cdot R_w}{RT \cdot POR^m} \right)^{1/n}, \quad (3)$$

где POR – эффективная пористость; RT – сопротивление пласта; R_w – сопротивление пластовой воды; a – формационный фактор, который равен 1; m – структурный показатель степени цементации пород; n – показатель смачиваемости.

По данным кернового анализа установлены значения m и n для меловых и юрских горизонтов месторождения: $m = 1,678$, $n = 1,89$. Минерализация воды – высокая, сопротивление пластовой воды – 0,055–0,074 Ом·м.

Критерии определения характера насыщения:

- нефтеносные пласты – нефтенасыщение ≥ 40 % ($S_w \leq 60$ %), $S_w = S_{wb}$;
- водоносные пласты – нефтенасыщение < 40 % ($S_w > 60$ %), $S_w > S_{wb}$.

При разделении пластов коллекторов на продуктивные и непродуктивные необходимо воспользоваться граничным коэффициентом нефтегазонасыщения. Для месторождения установлен граничный коэффициент, при котором из коллекторов получают практически безводные притоки нефти $K_H^{ГП} = 40$ % .

Результаты

В целом по разрезу скважины выделено всего 6 нефтеносных пластов и 1 газоносный пласт, характеризующихся достаточно большим коэффициентом насыщения углеводородов, от 40 до 75 %.

Пласты-коллекторы характеризуются глубокими отрицательными аномалиями ПС, понижением значений естественного гамма-излучения, наличием глинистой корки на кавернограмме, средними значениями интенсивности вторичного гамма-излучения, средними значениями интервального времени. Удельное электрическое сопротивление коллекторов изменяется от 0,76 до 56,4 Ом·м, в зависимости от характера насыщения.

Пласты, представленные нефтеносными песчаниками, характеризуются высоким значением удельного электрического сопротивления и хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, в них наблюдается понижающее проникновение фильтрата бурового раствора. Средняя пористость 20,1–26,0 %.

Газонасыщенный пласт характеризуется хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, но наблюдается понижение значения коэффициента пористости по данным нейтронного и плотностного каротажа. Пласт отличается аномально высоким значением удельного электрического сопротивления и высоким содержанием углеводородов, что позволяет сделать вывод, что данный пласт – газоносен.

Аномалия ПС против водонасыщенного пласта отрицательная, значение удельного электрического сопротивления в пределах 0,7–1,0 Ом·м, что ниже значения сопротивления вмещающих пластов. Значение удельного электрического сопротивления ВИКИЗ по большому зонду – низкое, по малому зонду – высокое (повышающее проникновение фильтрата бурового раствора).

Заключение

Проведена комплексная интерпретация данных ГИС с целью изучения разреза скважины – литологическое расчленение и выделение пластов-коллекторов; определены коэффициенты глинистости, пористости и характер насыщения выделенных коллекторов.

Литература

1. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 2007.
2. Тоби Дарлинг. Практические аспекты геофизических исследований скважин. Перевод с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 400 с.
3. Куандыков Б.М., Нажметдинов А.Ш., Сапожников Р.Б. Строение глубокопогруженных отложений Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины по сейсмостратиграфическим данным // Геология нефти и газа. – 1992. – № 12. – С. 22–27.
4. Борисенко Г.Т., Исагалиева А.К. Петрофизическая и интерпретационная модели подсолевых терригенных отложений восточного борта Прикаспийской впадины. Труды Международных Сатпаевских чтений «Роль и место молодых ученых в реализации новой экономической политики Казахстана». Том 3. – Алматы: КазНГТУ, 2015. – С. 399–406.

БАЖЕНОВСКАЯ СВИТА – КЛЮЧ К РЕШЕНИЮ ГЕОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Бурков Ф.А.

ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск

Излагаются результаты анализа и обобщения опубликованных данных по кругу проблем, связанных, в основном, с составом и условиями образования пород баженовской свиты, а также с их нефтепроизводящими свойствами.

Введение

Баженовская свита – уникальное и наиболее изучаемое геологическое образование Западной Сибири. Баженовской свите посвящены работы И.В. Гончарова, Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Карогодина, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, В.С. Суркова и многих других исследователей. Информация о составе пород и условиях залегания баженовской свиты содержится в многочисленных сейсмических разрезах, в результатах многопараметровых геофизических исследований (ГИС) разрезов тысяч скважин, вскрывших породы баженовской свиты. И в то же время ряд проблем остается нерешенным. Это проблемы состава пород, границ распространения и условий образования баженовской свиты, в том числе ее аномальных разрезов (Лопатин, Емец, Романова, 2002; Мкртчян и др., 1987 и др.), проблемы нефтегенерирующего потенциала и механизма формирования залежей, в том числе в самой свите (Нестеров, 1985; Коровина, Федорцев, Кропотова, 2001 и др.).

Общая характеристика баженовской свиты

Считается, что более 80 % ресурсов нефти, подсчитанных на месторождениях Западной Сибири, генетически связаны с битуминозными аргиллитами баженовской свиты [1].

Исследователи отмечают (Филина, Корж, Зонн, 1984) однообразный, мало изменяющийся по площади и в разрезе литологический состав баженовской свиты с весьма ограниченным количеством типов пород. В разрезе свиты их три – аргиллиты, радиоляриты и известняки [2]. Анализ результатов гамма-спектрометрии скважин в районе Сургутского свода показали, что именно глинисто-кремнистые образования баженовской свиты обладают аномальной радиоактивностью и исключительно урановой специализацией (Номоконова, Колмаков, 2013). В целом, геофизическая характеристика зависит от того, находится ли скважина в пределах или за пределами месторождения, и к какому стратиграфическому горизонту приурочена основная нефтеносность разреза [3].

Нефтегенерационные функции баженовской свиты

Одна из наиболее исследуемых и обсуждаемых проблем – нефтематеринский потенциал баженовской свиты. В пользу нефтепроизводящих функций углеродистых пород баженовской свиты говорят их следующие свойства: высокое содержание ОВ сапропелевого ряда, степень его катагенеза, а также региональное распространение и большие объемы пород (А. Леворсен, Ф.Г. Гурари, А.Г. Арье, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, В.А. Соколов, А.Ю. Хромовских и др.).

Результаты исследования генерации, миграции углеводородов и накопления их залежей сводятся к следующим положениям: 1) при накоплении осадочной толщи пород пласты, содержащие органический материал, погружаются и подвергаются периодическому уплотнению, что сопровождается генерацией углеводородов; 2) миграция углеводородов из баженовской свиты происходит в двух направлениях. Первое направление – снизу вверх по тектоническим разломам и сопутствующим трещиноватым зонам. Второе направление миграции – по латерали в пределах песчаных коллекторов; 3) процесс миграции контролируется капиллярным давлением, гидродинамическим напором флюидов и гравитационными силами.

Процесс генерации углеводородов связан с повышением пластового давления в нефтематеринской толще, а при её изоляции возникают аномально высокие пластовые давления (АВПД) – коэффициент объемного расширения нефти в 200 раз больше, чем для горных пород.

Большинство исследователей сходятся во мнении, что процесс генерации углеводородов тесно связан с первичной миграцией и во многом определяется её интенсивностью. Такой вывод вполне объясняет малое количество нефтяных залежей в погруженных зонах, где из аргиллитов баженовской свиты в большинстве случаев невозможна первичная миграция в связи с отсутствием или очень низкой проницаемостью коллекторов нижележащей васюганской свиты. Очевидно, что если затруднена первичная миграция, то после заполнения углеводородами порового пространства нефтематеринской толщи процесс генерации замедляется или приостанавливается.

Однако многие авторы, такие как У. Рассел, А. Леворенс, И.И. Нестеров, В.А. Соколов и др. полагают, что движение углеводородов, особенно нефти, в абсолютном большинстве пород-коллекторов, типичных для природных резервуаров, невозможно. По их мнению, для миграции изолированных капель нефти требуются силы в несколько тысяч раз больше, чем силы, образуемые нормальными гидродинамическими градиентами. Иначе говоря, при формировании верхнеюрских нефтяных залежей латеральная миграция нефти из погруженных зон прилегающей территории маловероятна.

При формировании верхнеюрских залежей определенный интерес представляет процесс вторичной миграции. В данном случае определяющую роль в этом процессе играет структура порового пространства отложений, в которые поступали генерированные углеводороды из нефтематеринской толщи. То есть формирование залежей нефти в верхнеюрских коллекторах происходит за счет вертикальной миграции, которая контролируется, в основном, качеством флюидоупора, отделяющего эти коллекторы от нефтепроизводящей толщи, в направлении сверху вниз (Зимица, 2004).

Иными словами, изучение аргиллитов баженовской свиты затрагивает геолого-генетические проблемы и позволяет приблизиться к их решению.

Геофизические характеристики баженовской свиты

Аргиллиты баженовской свиты являются наиболее аномальным с геофизической точки зрения геологическим образованием в разрезах Западной Сибири (рис. 1). Геофизические характеристики разрезов разной продуктивности (с нефтенасыщенными интервалами и без них), различаются между собой в целом, то есть и в рамках баженовской свиты и в границах других стратиграфических единиц, что можно заключить как по средним показаниям методов геофизических исследований скважин, так и по корреляционным зависимостям между геофизическими параметрами – самыми информативными в этом плане являются зависимости между показаниями гамма – (ГК) и нейтронного-гамма каротажа (НГК) (рис. 2).

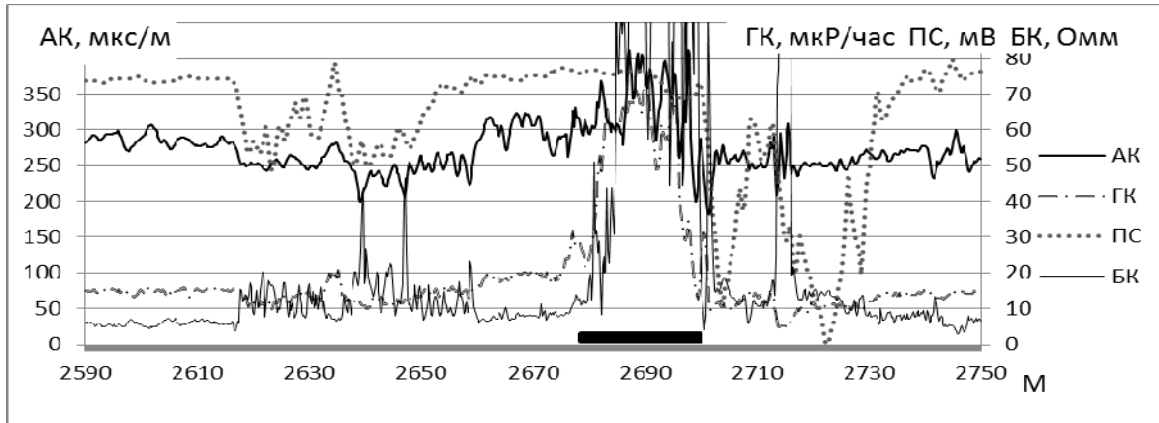


Рис. 1. Геофизическая характеристика в окрестности баженовской свиты (глубины 2677 – 2698 м). Разрез продуктивной скважины 212 Крапивинского нефтяного месторождения

С учетом проведенных исследований на месторождениях Каймысовского свода с продуктивным горизонтом Ю₁ (Бурков, 2011–2012), выявленные изменения геофизических параметров аргиллитов баженовской свиты сводятся к карбонатизации, приводящей к понижению показаний ГК и повышению показаний НГК, битуминизации, аномально повышающей радиоактивность, и глинизации, увеличивающей радиоактивность и понижающей показания НГК. Их различное проявление и следует считать возможными причинами отличия геофизической характеристики баженовской свиты в разрезах разной нефтеносности.

В то же время существуют месторождения, на которых изменение геофизической характеристики аргиллитов баженовской свиты в связи с нефтеносностью разреза происходит не типично. Речь идет в первую очередь о радиоактивности (показаниях ГК).

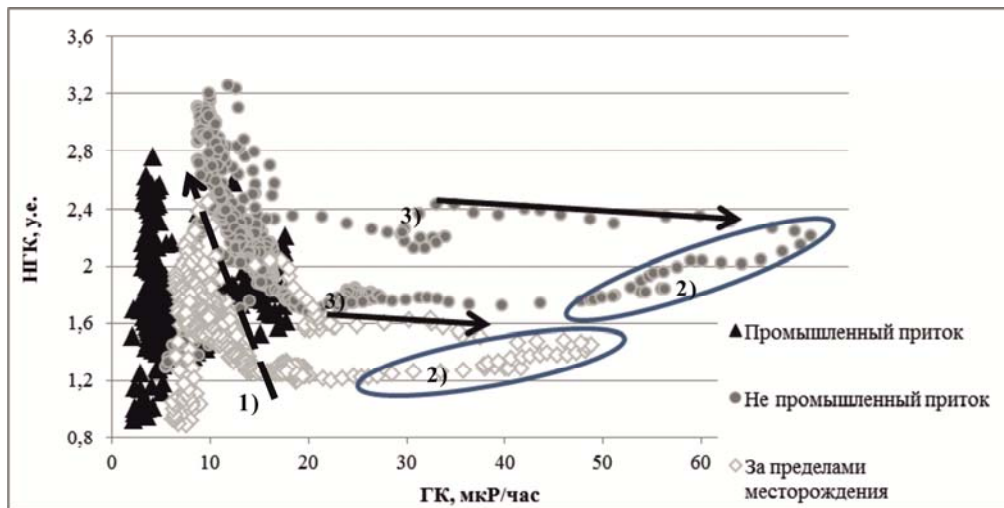


Рис. 2. Корреляционные зависимости между показаниями методов радиоактивного каротажа как показателем нефтеносности разреза (Конторовичское нефтяное месторождение). Прогнозируемые причины изменения показаний ГК и НГК: 1) карбонатизация; 2) битуминизация; 3) глинизация

Радиоактивность баженовской свиты в границах месторождения, как правило, выше, чем за его пределами (Бурков, 2011), что и наблюдается для разрезов скважин

2 и 1 Конторовичского месторождения (слабо продуктивной и находящейся за пределами месторождения соответственно). Но радиоактивность аргиллитов баженовской свиты в наиболее продуктивном разрезе (скв. 3) самая низкая из исследованных разрезов. Пониженными тут являются и показания НГК (повышенные значения водородосодержания) (рис. 2).

Согласованные понижения показаний ГК и НГК не объясняются ни одним из ранее отмеченных процессов. Это не литологическое (не минералогическое) изменение, тем более что такие же изменения геофизической характеристики характерны и для всего изученного разреза в целом, просто в аргиллитах баженовской свиты они более аномальны. Отличительной чертой разрезов с описанными свойствами является промышленная продуктивность нескольких объектов (пласт Ю₁, перекрываемый аргиллитами баженовской свиты, и пласт Б₉, залегающий выше этой региональной крышки). Судя по всему, можно сделать вывод об ухудшении изоляционных свойств аргиллитов баженовской свиты

Этот факт ещё раз подчеркивает значимость вертикальной миграции углеводородов (в общем случае – флюидов), как одной из причин формирования продуктивных горизонтов на месторождениях юго-востока Западной Сибири.

Заключение

Геофизическое решение спорных вопросов генерации и вторичной миграции нефти может идти в двух направлениях. Первое – выявление по геофизическим признакам степени реализации нефтематеринского потенциала пород баженовской свиты, зон АВПД и вторичной миграции нефти в конкретных разрезах месторождений (Бурков, 2012). Второе направление – продолжение выявления взаимосвязей локализации и запасов месторождений углеводородов с глубинными структурами по результатам интерпретации региональных геофизических полей (Номоконова, Расковалов, 2004) с целью выяснения роли вертикальной миграции флюидов в генерации и вторичной миграции нефти.

Когда все закономерности, наблюдаемые в геофизических данных, станут возможным объяснить геологическим причинами, генетические проблемы баженовской свиты можно будет считать решенными.

Литература

1. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Тез. докл. науч. совещ. «Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири». – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1999. – С. 10–12.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
3. Номоконова Г.Г., Гарус П.И., Коровин М.О. Эпигенетические изменения на месторождениях углеводородов по геофизическим данным // Геофизические методы при разведке недр / под ред. Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С. 184–187.

РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЛАСТА Ю₁₅ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ)

Власова А.В.

Томский политехнический университет, Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу»

Ранее было выполнено палеотемпературное моделирование, картирование по геотемпературному критерию палеоочагов генерации тогурских нефтей в пределах Нюрольской мегавпадины. В настоящей работе рассчитано распределение относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей с учетом толщин пласта Ю₁₅, выполнено районирование резервуара для постановки поисковых работ.

Введение

РОВ нижнеюрской тогурской свиты является основным источником УВ для образования залежей в нижнеюрском НГК Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Ранее [1, 2], методом палеотемпературного моделирования [3] разрезов 35-и скважин и картирования по геотемпературному критерию палеоочагов генерации нефти, выполнена оценка распределения относительной плотности генерированных тогурских нефтей – рис. 1, Б.

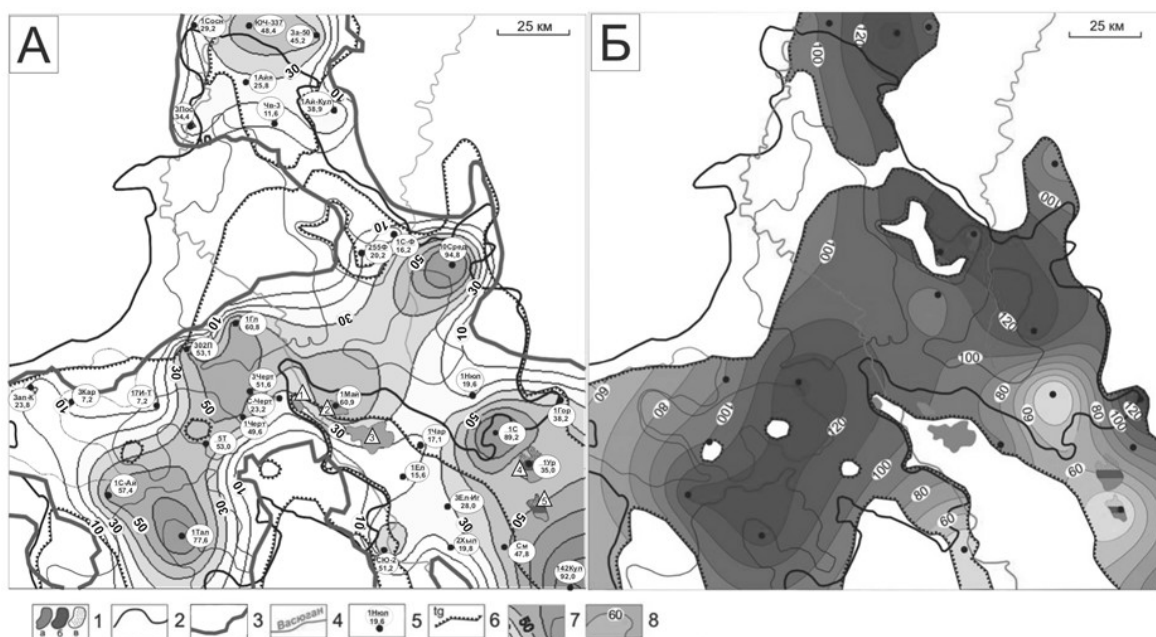


Рис. 1. Схематические карты изопакит пласта Ю₁₅ (А) и распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей (Б) в пределах Нюрольской мегавпадины: 1 – месторождение (в треугольнике его условный номер): а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – границы тектонических элементов I порядка; 3 – граница распространения пласта Ю₁₅; 4 – речная сеть; 5 – скважины, использованные для построения карты изопакит: в числителе условный индекс скважины, в знаменателе – мощность пласта, м; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – изопакиты пласта Ю₁₅; 8 – изолинии значений плотности генерированных тогурских нефтей, усл.ед. Месторождения: Среднемайское (1), Майское (2), Южно-Майское (3), Урманское (4), Арчинское (5) с залежами углеводородов в пласте Ю₁₅

Цель настоящих исследований – с учетом объема резервуара определить плотность первично-аккумуляированных ресурсов для пласта Ю₁₅ и предложить первоочередные районы для поисков.

Характеристика объекта исследований

Ореол распространения пласта Ю₁₅ выходит за границы тогурских отложений в пределах Лавровского мезовыступа, небольшого участка в северной части Чузыкско-Чижапской мезоседловины и вдоль восточного и западного бортов северного вреза мегавпадины. Основная часть нефтяных залежей тяготеет к северному склону Лавровского мезовыступа.

С использованием данных [4] о толщинах пласта Ю₁₅, построена объемная модель резервуара для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 1, А).

Районирование нижнеюрского резервуара – пласта Ю₁₅

Используя распределение значений плотности генерированных тогурских нефтей (рис. 1, Б) и распределение значений толщин пласта-коллектора (рис. 1, А), методом интерполяции построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов тогурских нефтей для пласта Ю₁₅ (рис. 2, А).

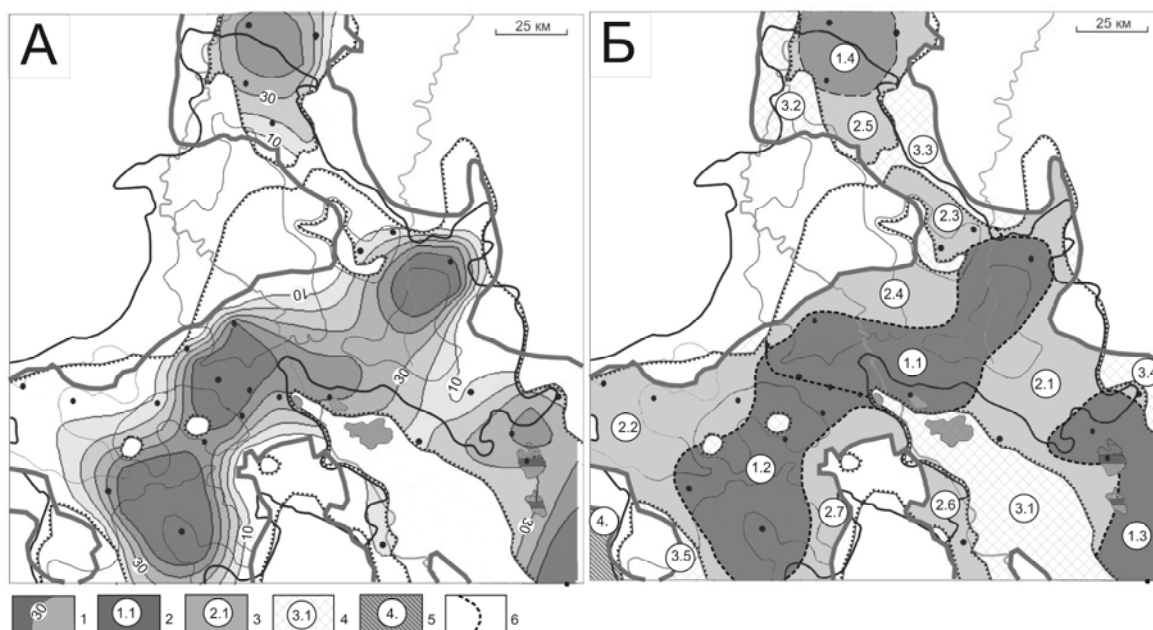


Рис. 2. Схематические карты распределения плотности первично-аккумуляированных ресурсов тогурских нефтей в пласте Ю₁₅ (А) и районирования пласта Ю₁₅ Нюрольской мегавпадины (Б): 1 – изолинии значений плотности ресурсов, условные единицы; 2–5 – зоны с 1 по 4 (номер ранжирования; диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед.): 1. – больше 30, 2. – меньше 30, 3. – зоны выклинивания тогурских отложений в пределах распространения пласта, 4. – зона отсутствия оценки плотности аккумуляированных ресурсов; 6 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Здесь изменение плотности первично-аккумуляированных ресурсов напрямую (с одинаковым весовым коэффициентом) зависит от мощности пласта и от плотности ресурсов генерированных нефтей. Оценка плотности ресурсов выполняется в

условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Далее проведено районирование нижнеюрского резервуара по степени перспективности (рис. 2, Б). Ранжирования районов пласта Ю₁₅ выполнено по величине относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей, с учетом величины площадей зон.

Наибольшая плотность ресурсов приурочена к центральной части Нюрольской мегавпадины и к северной и южной части территории исследований – зона 1, со значениями плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей больше 30 усл.ед. Здесь выделено 4 района, занимающие самую большую площадь, и с учетом площадного распространения проведено ранжирование по степени перспективности. Со значениями плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей меньше 30 усл.ед. выделена зона 2. В зоне 3 отмечено распространение резервуара, однако тогурские отложения выклиниваются. В результате анализа выделена зона 4, где оценка плотности аккумуляированных ресурсов не проведена в связи с отсутствием данных по толщинам пласта Ю₁₅.

Заключение

Таким образом, можно предложить первоочередные районы для изучения и освоения нижнеюрского резервуара Нюрольской мегавпадины – пласта Ю₁₅. Наиболее перспективный район 1.1 приурочен к Тамрадской и Кулан-Игайской впадинам и зоне их сочленения. Месторождение Майское, расположение в этом районе, подтверждает его высокую перспективность.

Отмечается высокая перспективность района 1.3, где уже открыты газоконденсатнонефтяные месторождения Урманское и Арчинское с залежами в пласте Ю₁₅. Земли этих районов предлагаются как первоочередные для постановки поисков залежей нефти, приуроченных к резервуару нижнеюрского НГК – пласту Ю₁₅.

Литература

1. Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрских и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8 – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.
2. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – Vol. 55. – pp. 1418–1428.
3. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – Vol. 5. – pp. 273–287.
4. Лифанов В.А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнеюрских базальных горизонтов юго-востока Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Том 1. – Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис», 2012. – С. 252–257.

РАЗДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ И ОБВОДНЕННОСТИ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ С УЧЕТОМ ДАННЫХ БЕСПАКЕРНОГО РАСХОДОМЕРА

Гаврилов М.Н., Гаврилова А.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск

Проанализировано влияние реальных геолого-технологических условий на достоверность построения профиля притока на примере многопластовых месторождений нефти (Западная Сибирь).

Постановка задачи

Эксплуатация объектов разработки, когда фильтр скважины охватывает воздействием протяженный по мощности продуктивный интервал неоднородный по своим фильтрационно-емкостным свойствам или ряд таких объектов, является довольно часто встречаемой ситуацией на месторождениях Западной Сибири. Такой подход требует внимания к контролю равномерности и эффективности выработки запасов, особенно на поздних стадиях разработки. Не последнюю роль в решении этой задачи решают комплексные промыслово-геофизические исследования (ПГИ).

Особенно следует отметить технологии одновременной отдельной эксплуатации, которые позволяют осуществлять длительный непрерывный мониторинг добычи стационарной аппаратурой, но их применение стало возможно лишь с недавнего времени. Поэтому основной массив геофизических данных об истории разработки крупнейших месторождений составляют регулярные исследования профиля притока на протяжке. Большинство предшествующих исследователей практически весь этот объем данных при анализе выработки не принимается во внимание, ввиду различных осложняющих геолого-технологических факторов на скважине и неоднозначности результатов интерпретации прошлых лет [1]. Как правило, детальной и однозначной схемы критериев отбраковки и переинтерпретации архивного объема данных не приводится, что определяет важность и практическую значимость решения поставленной исследовательской задачи.

Анализ влияния геолого-технологических условий на качество материала

Величина инструментальной погрешности беспакерных глубинных расходомеров наиболее широко применяемой конструкции определяется действием следующих искажающих факторов.

Вариации вязкости жидкости. Изменение вязкости в некоторых случаях приводит к возникновению весьма значительных дополнительных погрешностей. Более того, даже постоянная, но большая вязкость потока (вода в нефти) существенно ухудшает метрологические характеристики расходомера, вызывая значительную нелинейность его шкалы.

Влияние вязкости на показания турбинного расходомера объясняется двумя физическими причинами: изменением эпюры скорости потока в зависимости от вязкости жидкости и изменением момента вязкого трения между ротором и потоком. Кроме того, в условиях, когда не весь поток идет через измерительный узел, вариация вязкости вызывает перераспределение потока жидкости через прибор и между прибором и обсадной колонной (вследствие изменения гидравлического сопротив-

ления измерительного канала), что является причиной изменения угла наклона статической характеристики расходомера и нестабильности коэффициента преобразования в области малых расходов.

В большинстве применяемых расходомеров уже реализован целый ряд способов для уменьшения влияния вязкости (использование расходомеров с разными диаметрами турбинки, центровка прибора, увеличение скорости протяжки, компоновка струенаправляющими конструкциями).

При этом в исследуемых геолого-технических условиях достигаются условия измерения, при которых зависимость показаний расходомера от вариации вязкости по стволу скважины незначительна и дополнительная погрешность, обусловленная изменением вязкости измеряемой жидкости, не превышает основной приведенной погрешности прибора (далее оцениваем ее менее 4 %).

Изменение диаметра обсадной колонны. Турбинные скважинные расходомеры измеряют объемный расход жидкости. Следовательно, изменение диаметра обсадной колонны по стволу скважины (например, вследствие отложений на стенках труб тяжелых составляющих продукции скважины или коррозионном вздутии металла) будет влиять на показания приборов (кроме расходомеров с абсолютным пакером). Так, при толщине отложений на стенках насосно-компрессорных труб всего в 1 мм вычисленное значение расхода будет больше на 7 %, а при толщине отложений в 2,5 мм, что не является редкостью, превышение составит 18 %.

Поэтому исключить влияние этого фактора в реальных скважинных условиях нет никакой возможности и необходимо вводить в расчеты наиболее реальные данные [2] или учитывать как возможный диапазон изменения результатов интерпретации.

Вихревое движение жидкости в зоне перфорационных отверстий. Экспериментально установлено, что при попадании турбинки в зону вихревого истечения жидкости, статическая характеристика прибора очень неустойчива и имеют место аномальные выбросы в показаниях прибора, которые могут составлять более 100 % от номинального значения расхода. Для минимизации погрешности беспакерных расходомеров, обусловленной вихревым движением частиц в зоне истечения и непосредственным воздействием боковых струй жидкости на лопасти турбинки, достаточно часто скважинные приборы снабжаются экранирующим устройством для предотвращения непосредственного воздействия боковых струй.

Для исследуемых месторождений наиболее характерны низкие дебиты жидкости, обусловленные «пузырьковым», а не струйным истечением нефти, не создающим вихревых течений.

Непрерывное движение скважинного прибора. Неравномерность движения глубинного прибора при непрерывной протяжке приводит к наиболее существенной погрешности при измерении дифференциального профиля притока для относительно небольших по толщине пластов, так как амплитуда колебательного перемещения глубинного снаряда может оказаться соизмеримой с толщиной пласта или с толщиной участка интенсивного притока [3]. Дополнительную погрешность, обусловленную неравномерным движением скважинного расходомера в рамках анализируемого материала, наиболее эффективно можно исключить только при детальной переинтерпретации данных с учетом результатов интерпретации данных геофизических исследований открытого ствола скважин.

Динамический режим работы, возникающий при непрерывной протяжке расходомера вдоль интервала перфорации, и др. При измерении расхода по стволу скважины в режиме протяжки появляется динамическая погрешность измерения,

пропорциональная постоянной времени преобразователя, скорости протяжки прибора по стволу скважины и градиенту измеряемого расхода. При этом снижение скорости движения прибора по стволу скважины уменьшает данный вид погрешности, однако необходимо помнить, что прямой участок статической характеристики малогабаритных беспакерных расходомеров наступает при расходе более 20–30 м³/сут, получить который в малодебитной скважине можно, только увеличивая скорость движения самого прибора [2].

Таким образом, в добывающем фонде низкодебитных многопластовых месторождений наилучшей разрешенностью по разрезу отличаются записи расходомерии при высокой скорости протяжки, они же будут характеризоваться и наибольшей динамической погрешностью.

Выводы

1. Унификация и комплексный подход к созданию алгоритма обработки и переинтерпретации результатов архивных регулярных промыслово-геофизических исследований, характеризующих историю и равномерность выработки запасов – является актуальной задачей для рационального контроля и регулирования разработки многопластовых месторождений на поздних стадиях.

2. Детальный, по скважинный, анализ результатов расходомерии, совместно с результатами интерпретации геофизических исследований скважин и промысловой информацией, позволяет распределить удельный дебит с погрешностью, не превышающей 10 %, даже в малодебитных скважинах, и обеспечить обоснованную отбраковку отдельных результатов ПГИ.

Литература

1. Мангазеев П.В. Повышение эффективности выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных объектов АВ₁ Советского месторождения. – М.: 2000, диссертация на соискание ученой степени к. т. н.

2. Киямов Л.Т., Шафикова Г.М. К вопросу построения профиля притока добывающей скважины беспакерными расходомерами // Средства измерения, автоматизации, телемеханизации и связи. – 2008. – № 7. – С. 9–17.

3. Корабельников С.И., Афонин Д.Г., Семухин М.В. Практическая методика разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях Оренбургского региона. – М.: «Нефтяное хозяйство» – 2014. – № 2. – С. 78–82.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО БОРТА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Исагалиева А.К., Борисенко Г.Т.

Казахский национальный технический университет им. К.И.Сатпаева.
Алматы. Республика Казахстан

Комплексное исследование керн позволяет создать надежную петрофизическую основу для интерпретации материалов геофизических исследований скважин. В работе решена задача изучения петрофизических связей для тонкослоистых терригенных продуктивных отложений восточного борта Прикаспийской впадины. Изучены петрофизические связи между глинистостью и карбонатностью, коэффициентом открытой пористости с суммарным содержанием глинистого и карбонатного материала. Построены кривые распределения пористости, глинистости, карбонатности и проницаемости для изучаемых пород.

Введение

Петрофизические исследования необходимы для создания основы количественной интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС). Эта основа заключается в выявлении петрофизических зависимостей типа керн-керн, керн- геофизические параметры. Комплексное исследование керн позволяет создать надежную петрофизическую основу для интерпретации материалов геофизических исследований скважин [1, 2].

Этапы интерпретации данных ГИС включают: разработку интерпретационной модели (ИМ) – обоснование интерпретационного параметра – обращение ИМ на алгоритм интерпретации – обоснование петрофизического параметра и петрофизической модели метода ГИС – методику настройки петрофизической модели – алгоритм расчета искомого петрофизического параметра [3].

Объектом наших исследований являются подсолевые отложения восточного борта Прикаспийской впадины и анализ результатов петрофизических исследований изучаемых пород (рис. 1).

Краткая характеристика объекта исследований

Нижнепермский терригенный комплекс месторождений восточного борта Прикаспийской впадины представлен аргиллитами, алевролитами, песчаниками. Песчаники и алевролиты в различной степени глинистые и известковистые. Терригенная продуктивная толща распространена в восточной и юго-восточной прибортовых зонах и включает отложения ассельского, сакмарского и артинского ярусов.

Важность изучения петрофизических зависимостей очевидна, так как глубоко-залегающие изучаемые отложения слабо освещены керном, при этом на поверхность выносятся чаще всего более плотные разности. Фильтрационные и емкостные свойства (ФЕС) изучаемых отложений сильно изменчивы. Так как продуктивная часть разреза, в основном, представлена мелко-, средне- и крупно-зернистыми песчаниками и алевролитами, изучались связи между петрофизическими свойствами только этих пород.



Рис. 1. Обзорная схема территории исследований – месторождения восточного борта Прикаспийской впадины

Результаты петрофизических исследований

Результаты сопоставления открытой пористости с суммарным содержанием глинистого и карбонатного материала (Сгл + Скарб), глинистости с карбонатностью для песчаников и алевролитов продуктивных горизонтов показаны на рис. 2. С увеличением содержания глинистого и карбонатного материала (Сгл + Скарб) уменьшается коэффициент открытой пористости.

Для песчаников и алевролитов установлена обратная зависимость между содержаниями глинистого и карбонатного материала. Увеличению содержания карбонатного материала соответствует ухудшение емкостных и фильтрационных [4]. При сопоставлении коэффициентов глинистости и пористости выделено три совокупности пород, характеризующихся различным содержанием карбонатного материала. С учетом карбонатности между глинистостью и пористостью выявлена обратная корреляционная связь.

Кривые распределения пористости, суммарного содержания глинистого и карбонатного материала для песчаников и алевролитов приведены на рис. 3.

Сопоставление коэффициентов остаточного водонасыщения с коэффициентами проницаемости и пористости показано на рис. 4.

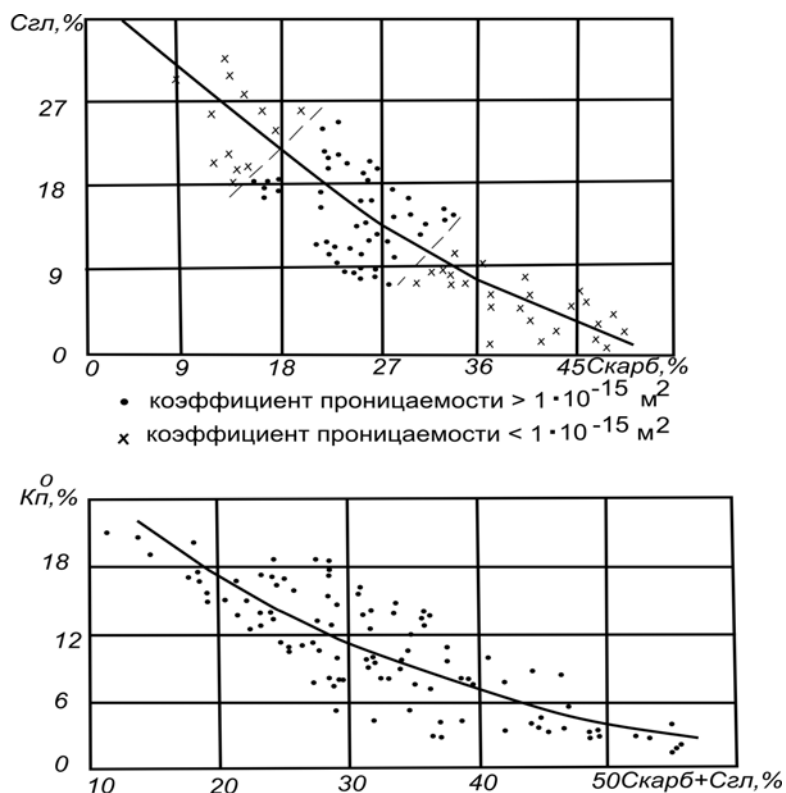


Рис. 2. Сопоставление глинистости с карбонатностью, открытой пористости с суммарным содержанием глинистых и карбонатных включений

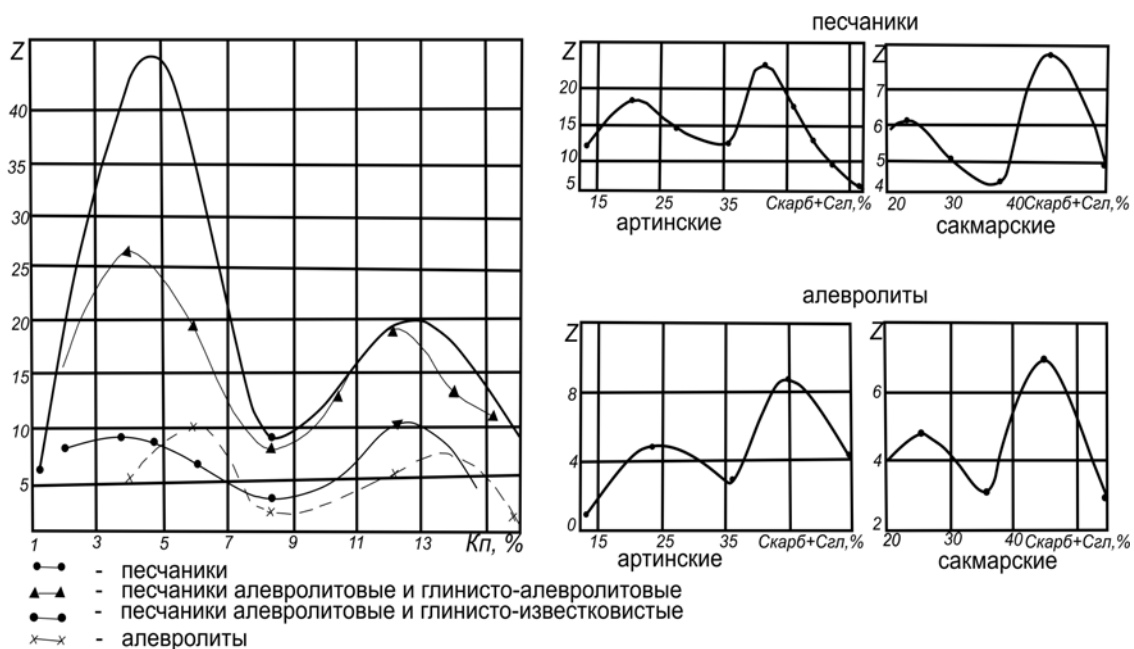


Рис. 3. Кривые распределения пористости, суммарного содержания глинистого и карбонатного материала для песчаников и алевролитов

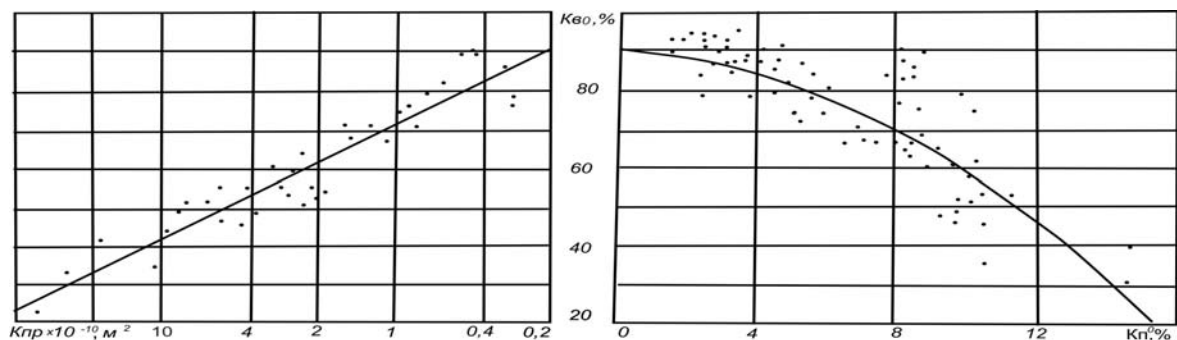


Рис. 4. Сопоставление коэффициентов остаточного водонасыщения с коэффициентами пористости и проницаемости

Заключение

В результате проведенных сопоставлений установлено, что характер связей между петрофизическими свойствами для песчаников и алевролитов одинаковый. Песчаники и алевролиты с низким содержанием карбонатного материала характеризуются более высокими коэффициентами открытой пористости и проницаемости. Сопоставлены коэффициенты остаточного водонасыщения с коэффициентами пористости и проницаемости.

Распределение пористости имеет для различных по составу песчаников и алевролитов сложный характер, полимодальное распределение, связанное с различным суммарным содержанием глинистого и карбонатного материала. При низких коэффициентах пористости (до 8,0–8,5 %) суммарное содержание глинистого и карбонатного больше 36 %, при $K_p > 8,0–8,5 \%$ – меньше 36 %.

Кривые суммарного содержания глинистого и карбонатного материала для песчаников и алевролитов различного состава имеют также сложный характер. Пластами коллекторами в изучаемом разрезе являются песчаники и алевролиты, проницаемость которых более 1 мД. Граничный коэффициент открытой пористости равен 8,5 %, суммарное содержание глинистого и карбонатного материала (Скарб+Сгл) менее 36 %.

Литература

1. Прошляков Б.К., Гальянова Т. И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. – М.: Недра, 1987. – 197 с.
2. Латышова М.Г., Дьяконова Т.Ф., Цирюльников В.П. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – 121 с.
3. Кожевников Д.А. Коваленко К.В. Моделирование гранулярных коллекторов на основе петрофизической инвариантности // Каротажник. – 2007. – Выпуск 8(161). – С. 66–84.
4. Борисенко Г.Т., Борисенко Ю.Н., Шавыкин С. И. Статистическая обработка материалов геофизических методов исследования скважин при оценке коллекторских свойств пласта // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1980. – № 4. – С.31–33.

РАЙОНИРОВАНИЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Исаев В.И.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Принято, что основные объемы сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти локализируются там, где материнские отложения находятся/находились в главной зоне нефтеобразования и в большей степени «прогреты». Продемонстрированы результаты впервые выполненного районирования баженовской свиты Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой нефти. В основе районирования лежит метод палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о главной фазе нефтеобразования и пороговых температурах вхождения материнских отложений в главную зону нефтеобразования.

Введение

К настоящему времени выполнены оценки ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти России – от 3296 млрд т остаточной нефти в нефтематеринских свитах (Баженова, 2015) до 46 млрд т технически извлекаемой нефти (Прищепа, 2014). Последняя оценка согласуется с оценкой западных специалистов – 248 млрд барр. н. э. (Beckwith, Writer, 2012). Нефтематеринские формации до последнего времени, за исключением баженовской свиты Западной Сибири, не выступали в качестве объекта поисковых работ.

На сегодняшний день в Томской области только две нефтедобывающие компании, получившие непромышленные притоки из «бажена», поставили на баланс перспективные запасы углеводородного сырья по пласту Ю₀ – ООО «Томская нефть», Федюшкинское месторождение (рис. 1, А) и ООО «Норд Империл», Снежное месторождение (рис. 3).

Системный подход к сланцевым резервуарам, как к нефтегазоперспективным объектам, находится в стадии разработки. Здесь комплекс проблем, начиная от изучения, типизации сложнопостроенных коллекторов и прогнозного районирования нефтематеринской формации с точки зрения ранжирования зон и участков по степени перспективности. При этом, несомненно, недостаточно информации об аккумуляционной доле в самой нефтематеринской свите генерированных углеводородов (УВ).

Вместе с тем, ключевым фактором, детализирующим характеристику сланцевой формации являются время действия и температурный режим «главной фазы нефтеобразования» (ГФН) (Вассоевич, 1967), «нефтяного окна» (Connan, 1974). Говоря на «языке» поисков, основные объемы аккумулятивной нефти локализируются там, где материнские отложения находились в «главной зоне нефтеобразования» (ГЗН) (Конторович, Парпарова, Трушков, 1967) и в большей степени «прогреты».

Цель настоящего сообщения – продемонстрировать результаты районирования баженовской свиты (bg_{J3tt}) Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти. Районирование базируется на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается

вается в методологию учения о ГФН и пороговых температурах вхождения материнских отложений в ГЗН.

Методика районирования

Восстановление термической истории баженовских отложений выполнено на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования [1], основанный на численном решении классического уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей. Метод позволяет на *первом этапе* по распределению «наблюденных» температур в скважине рассчитать тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решить обратную задачу геотермии. На *втором этапе* с известным значением теплового потока решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются геотемпературы в любых заданных точках осадочной толщи (включая отложения материнских свит) в любые заданные моменты геологического времени.

Далее для отложений материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [2, 3]:

$$R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Районирование Нюрольской мегавпадины

На рис. 1, Б приведена схематическая карта распределения расчетных значений *плотности теплового потока из основания осадочного чехла*. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 глубоких скважин (рис. 1, А).

Баженовская свита распространена по всей территории исследований. На втором этапе исследований в моделях восстановлена термическая история баженовских отложений на моменты начала и завершения формирования 21 свиты, вскрытых в разрезах скважин. На эти ключевые времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур. По геотемпературному критерию [4] выделены *очаги интенсивной генерации баженовских нефтей*. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа, пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей, принята 85 °С.

Путем интерполяции расчетного показателя R построена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей* (рис. 2, А). Результаты *районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) баженовской нефти* приведены на рис. 2, Б.

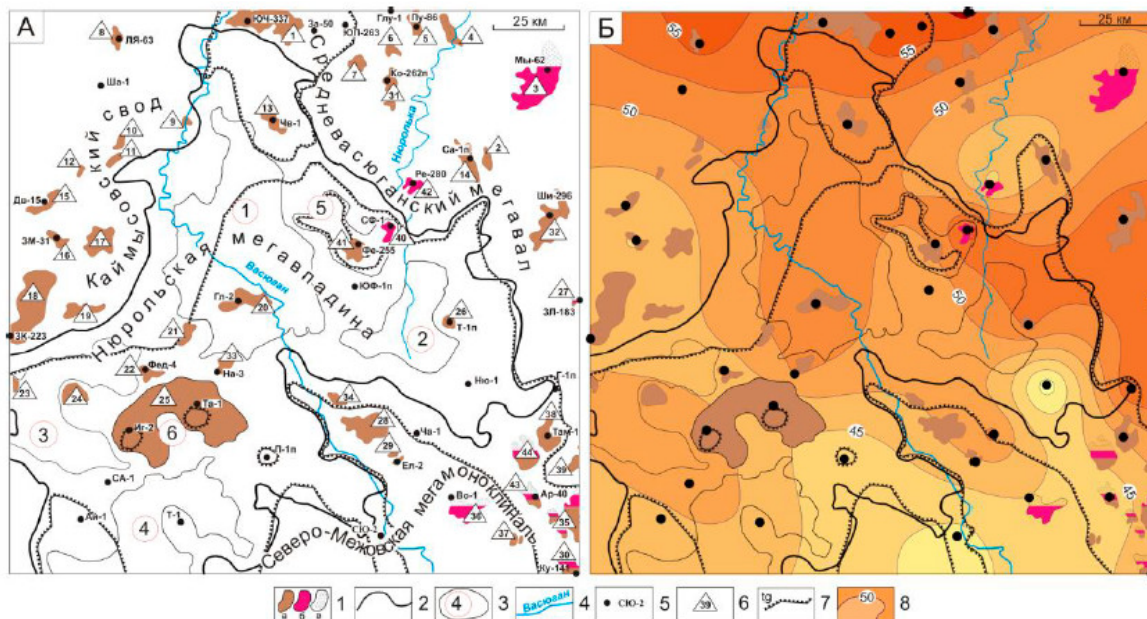


Рис. 1. Схема нефтегазоносности (А) и схематическая карта [3] распределения расчетных значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины, на тектонической основе (Конторович, 2002): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница мегавпадины; 3 – структура III порядка и её номер: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб, 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и её условный индекс; 6 – условный номер месторождения (22 – Федюшкинское); 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – значения изолиний плотности теплового потока, мВт/м²

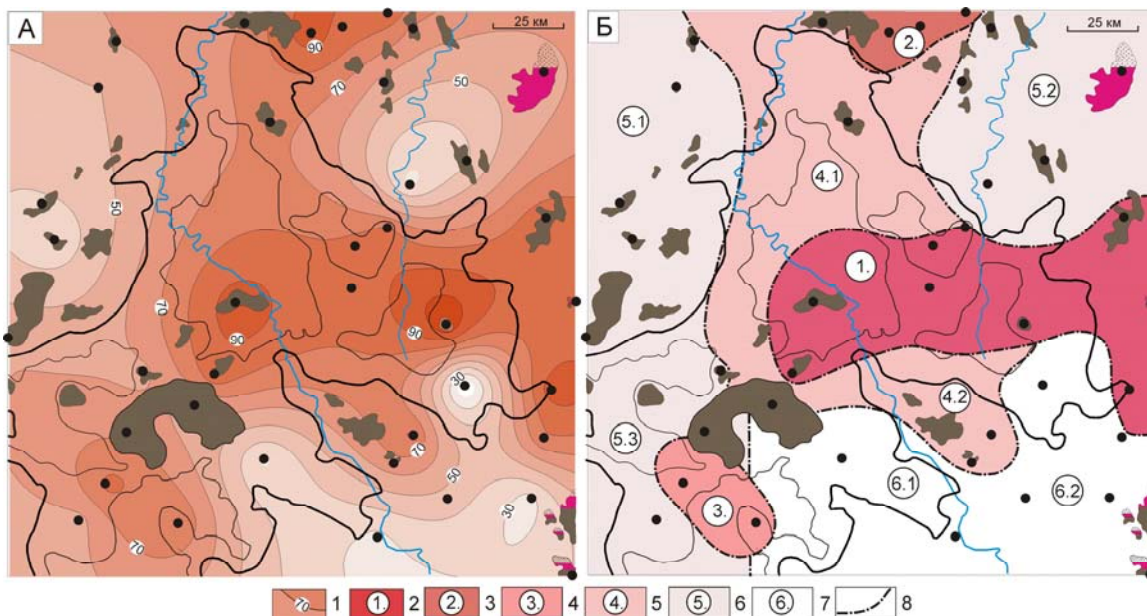


Рис. 2. Схематическая карта [3] распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (А) и схема районирования сланцевой нефтегазоносности (Б) Нюрольской мегавпадины: 1 – изолинии значений показателя R, усл. ед.; 2–7 районы (номер ранжирования по степени перспективности, диапазон значений R): 1. – 80-100, 2. – 80-90, 3. – 70-80, 4. – 60-70, 5. – 40-60, 6. – 30-60; 8 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Наиболее перспективными землями территории исследований на сланцевую нефть являются южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамратская впадина и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры. Здесь максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти (рис. 1, А, номер 1), отмечается повышенная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей.

Центральная часть депрессии с выявленными очагами интенсивной генерации баженовских нефтей слабо изучена глубоким бурением. Здесь северная часть Тамратской впадины и южная часть Кулан-Игайской впадины могут быть рекомендованы для постановки геологоразведочных работ на сланцевую нефть баженовской свиты.

Районирование Усть-Тымской мегавпадины

Верхнеюрской нефтематеринской свитой в западной части территории выступает *баженовская свита*, на востоке ее временной аналог – *марьяновская*. Между границами распространения этих свит выделяется *зона с переходными условиями седиментации и катагенеза*. Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти (ГЗН): породы баженовской свиты – 85 °С; породы переходной зоны – 90 °С; породы марьяновской свиты – 95 °С.

На рис. 3, Б приведена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей*, построенная путем интерполяции значений расчетного показателя *R* для разрезов 10 представительных скважин (рис. 3, А).

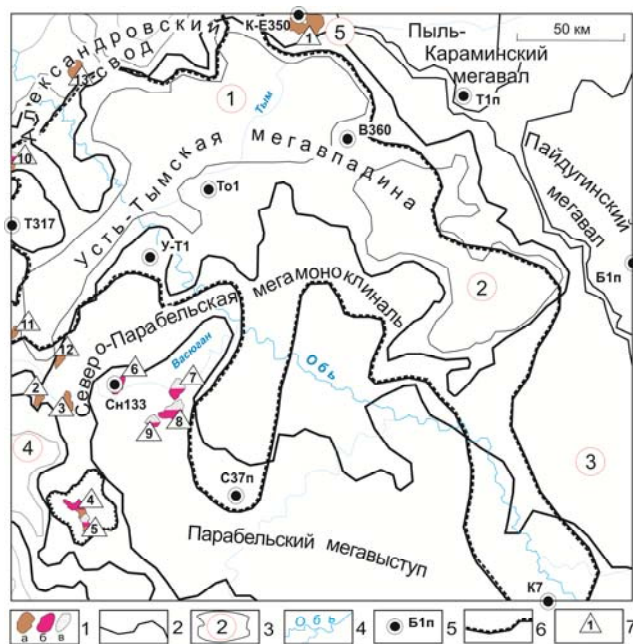


Рис. 3. Схема нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления, на тектонической основе (Конторович, 2002): 1 – месторождения: а) нефтяное, б) газоконденсатное, в) газовое; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее номер; 6 – граница распространения тогурских отложений; 7 – условный номер месторождения (6 – Снежное). Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Зайкинская мезоседловина, 4 – Сампатский мезопрогиб, 5 – Караминская мезоседловина

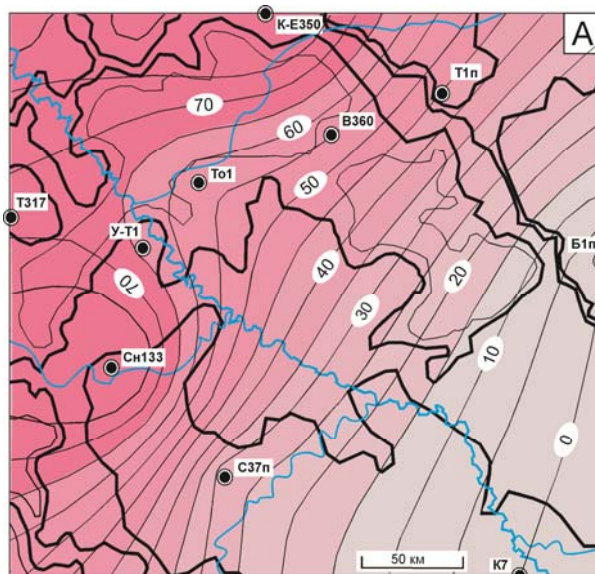


Рис. 4. Схематическая карта [2] распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей в Усть-Тымской мегавпадине. Значения изолиний в величине интегрального показателя R , усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3

Из рис. 4 видно, что наиболее перспективными зонами на сланцевую нефть являются северо-восточная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие здесь ее структуры.

Максимальная прогнозируемая плотность ресурсов генерированных нефтей локализуется в зоне сочленения Сампатского мезопроггиба, Парабельского мегавыступа и Усть-Тымской мегавпадины. Подтверждением прогноза для этой зоны является тот факт, что в 2014 году в пределах Снежного месторождения нефтедобывающей компанией ООО «Норд Империл» в двух скважинах из баженовской свиты получены притоки нефти порядка 2 т (Каратаев, 2015).

Заключение

На основе реконструкции термической истории баженовских отложений *впервые* выполнено районирование мегавпадин Томской области и выделены перспективные зоны для поисков сланцевой нефти.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
2. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
4. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.

ПРЯМЫЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Илларионова Л.В., Кокорина М.С., Исаева О.С.

Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», Томск

Приведена аналитическая сводка прямых признаков нефтеносности баженовской свиты в глубоких скважинах на территории Томской области.

В Томском политехническом университете, в рамках реализации Программы повышения конкурентоспособности ВУЗа (вхождение в ТОП-100), выполняется мегапроект «Комплексные исследования нетрадиционных коллекторов нефти и газа» [1]. В проекте речь идет и о баженовской свите как о поисковом объекте трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Комплекс исследований баженовских отложений включает выявление и оценку на территории Томской области перспективных поисковых зон и площадей на баженовскую нефть.

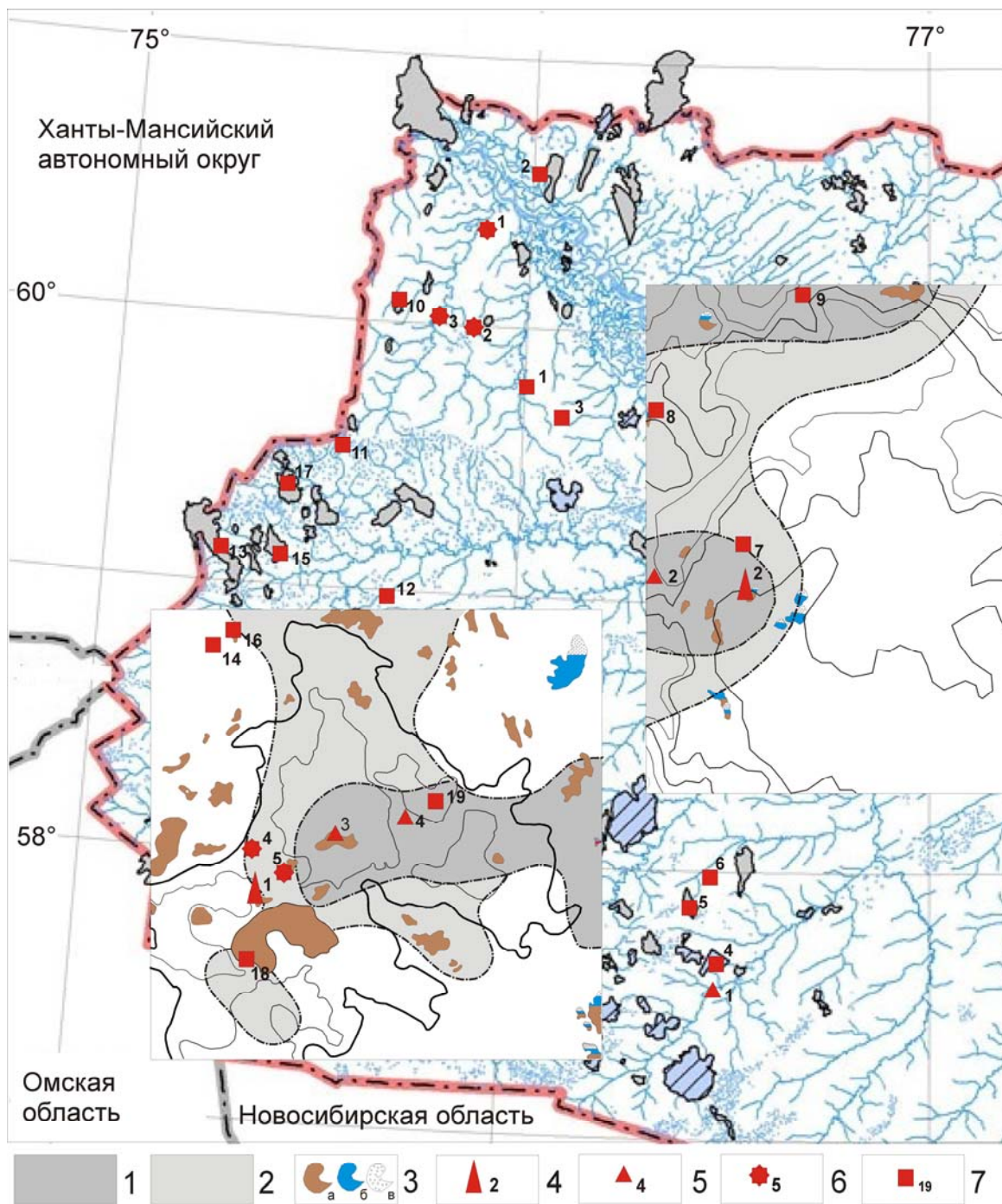
Еще раз отметим, что здесь нефтематеринская баженовская свита выступает в качестве объекта поисковых работ, как новый НГК с запасами нефти, аккумулярованными *in situ*. В последние годы такой тип залежей получил название «сланцевая нефть» [2]. Известно, что прямые признаки нефтеносности являются важным критерием при выборе первоочередных зон и площадей поисков. В этой связи и подготовлена настоящая сводка.

На сегодняшний день две нефтедобывающие компании Томской области имеют на государственном балансе перспективные запасы нефти по баженовской свите (пласт Ю₀). Это ООО «Томская нефть» – *Федюшкинское нефтяное месторождение*, Нюрольская мегавпадина и ООО «Норд Империл» – *Снежное нефтегазоконденсатное месторождение*, Усть-Тымская мегавпадина. На Федюшкинском месторождении пласт Ю₀ испытан в открытом стволе скважины № 7 в 1986 г. в интервале 2765–2790 м: приток нефти 4,6 м³/сут, пластовая температура 91 °С (Тищенко В.М., 1985; Тищенко В.М., Черкашина К.Я., 1989; Волков В.И., 2002). На Снежном месторождении непроницаемые породы баженовской свиты в 2014 г. вскрыты 2-я наклонно-направленными скважинами: в результате проведения ГРП получен приток по 2 т нефти в каждой скважине [3].

Признаки нефтеносности баженовской свиты на территории Томской области, установленные по результатам испытаний глубоких скважин приведены в таблице 1, *по керну и испытаниям глубоких скважин* – в табл. 2, *по первичному описанию керна* – в табл. 3.

На рисунке дана сводная информация по размещению площадей поискового и разведочного бурения, в пределах которых скважины вскрыли баженовскую свиту с признаками нефтеносности. Здесь же выполнено сопоставление размещения этих площадей и прогнозных зон высоких перспектив баженовской свиты на «сланцевую нефть» [4].

В заключении отметим, что проблема поисков и освоения «сланцевой нефти» баженовской свиты Западной Сибири уже перешла в практическую плоскость экономики разработки месторождений [5].



Положение месторождений и площадей с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты на схематической карте месторождений УВ Томской области. На врезках показаны территории прогнозных исследований [4] – Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления, Усть-Тымская мегавпадина и структуры ее обрамления: 1 – прогнозные зоны высоких перспектив на сланцевую нефть баженовской свиты; 2 – прогнозные зоны средних перспектив на сланцевую нефть баженовской свиты; 3 – месторождения с залежами в мезозойско-кайнозойском разрезе (а – нефтяная; б – конденсатная; в – газовая). Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты: 4 – месторождение (пласт Ю₀), его условный номер (1 – Федюшкинское, 2 – Снежное); 5 – признак при испытании, условный номер площади (табл. 1); 6 – признаки по керну и при испытании, условный номер площади (табл. 2); 7 – признак по керну, условный номер площади (табл. 3)

Таблица 1

Признаки нефтености при испытании

Условный номер (рис.)	Площадь	Номер скважины	Год бурения	Интервал баженовской свиты, м	Температура пластовая, °С	Краткая характеристика интервала	Источник информации
1	Пудинская	1– опорная	1956	2504–2544	–	(2530–2537 м) пластовая вода 21,7 м ³ /сут с пленкой нефти на динамическом уровне 400 м	Отчет (Фузеев С.М., 1960)
2	Лесная	206	1976	2608–2624	99	(2610–2624 м) пластовая вода 1,1 м ³ /сут с пленкой нефти на динамическом уровне 1190 м	Дело скважины
3	Глуховская	2	1983	2925–2954	–	(2928–2850 м) нефть – 0,74 м ³ /сут, за 3 часа стояния на притоке – 1,78 м ³ /сут. на 1,2 мм штуцере	– // –
4	Южно-Фестивальная	1	1983	2789–2821	91	(2790–2820 м) нефть – 0,5 м ³ /сут, за 3 часа стояния на притоке – 1,78 м ³ /сут. на 2 мм штуцере	– // –

Таблица 2

Признаки нефтености по керну и при испытании

Условный номер (рис.)	Площадь	Номер скважины	Год бурения	Интервал баженовской свиты, м	Температура пластовая, °С	Краткая характеристика интервала	Источник информации
1	Александровская	2	1961	2503–2523	–	Запах нефти в керне. При испытании в интервале 2516–2523 м пластовая вода с пленкой нефти	Дело скважины
2	Куль-Еганская	2	1975	2703–2733	–	Запах, выпоты нефти в керне. При испытании в интервале 2722–2731 м – слабая пленка нефти	– // –
3	Саймовская	1	1976	2832–2851	98	Запах, выпоты нефти в керне. При испытании в интервале 2840–2848 м – приток нефти 0,57 м ³ /сут.	– // –
4	Восточно-Моисеевская	1	1973	2767–2792	104	Выпоты нефти в керне. При испытании в интервале 2774–2788 м – приток нефти 0,36 м ³ /сут.	– // –
5	Поньжевая	300	1983	2849–2875	104	Выпоты нефти в керне. При испытании в интервале 2854–2874 м – приток нефти 0,14 м ³ /сут на штуцере 1,2 мм	– // –

Признаки нефтеносности по керну

Условный номер (рис.)	Площадь	Номер скважины	Год бурения	Интервал баженовской свиты, м	Краткая характеристика нефтеносности	Источник информации
1	Ильякская	1	1972–1973	2412–2427	Запах нефти в керне, люминесценция	Дело скважины
		2	1973	2498–2504	Запах нефти	– / –
2	Проточная	3	1978	2376–2386	Запах, выпоты нефти	– / –
3	Полонская	2	1982	2506–2524	Запах, выпоты нефти	– / –
4	Мирная	411	1970	2507–2542	Запах, выпоты нефти	– / –
5	Северо-Останинская	14	1981	2464–2489	Запах, выпоты нефти, люминесценция	Описание керна
		16	1981	2457–2483	Запах нефти, люминесценция	Описание керна
6	Юбилейная	403	1968	2419–2444	Выпоты нефти	Дело скважины
7	Тростниковая	281	1968	2443–2458	Выпоты нефти	– / –
8	Чкаловская	1	1977	2551–2565	Запах нефти	– / –
		8	1981	2572–2587	Запах нефти	– / –
9	Туганская	1	1982	2513–2529	Запах нефти	– / –
10	Квартговая	7	1974	2593–2606	Выпоты нефти	– / –
11	Ледовая	6	1974	2647–2655	Запах нефти	– / –
12	Пионерская	260	1971	2717–2741	Выпоты нефти	– / –
13	Весенняя	247	1975	2530–2542	Выпоты нефти	Сводное ГИС
		255	1974	2475–2488	Выпоты нефти	– / –
14	Волковская	1	1973	2494–2513	Запах нефти	Дело скважины
15	Катыльгинская	101	1978	2495–2511	Выпоты нефти	– / –
16	Лонтын-Яхская	69	1995	2513–2526	Запах нефти	– / –
17	Оленья	128	1972	2571–2588	Выпоты нефти	Сводное ГИС
		130	1973	2571–2589	Выпоты нефти	– / –
18	Игольская	6	1978	2739–2771	Выпоты нефти	– / –
19	Фестивальная	251	1970	2713–2738	Запах нефти	Дело скважины

Литература

1. Ленская А. В поисках нетрадиционной нефти // Недра и ТЭК Сибири. – 2015. – № 9. – С. 10–11.
2. Прищепа О.М., Суханова А.А., Макарова И.Р. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценка их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 4–8.
3. Каратаев А. Сегодня компания способна внедрять новые технологии своими силами // Недра и ТЭК Сибири. – 2015. – № 9 – С. 8–9.
4. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. – С. 1–21. http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf
5. Шпильман А.В., Захарченко Н.Н., Душенко О.О., Филатов С.А. Определение экономических условий эффективности освоения запасов баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 14–17.

ВЛИЯНИЕ ПОЗДНЕЧЕТВЕРТИЧНЫХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ПОРОД НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ И РЕАЛИЗАЦИЮ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Искоркина А.А

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Методом палеотемпературного моделирования выполнена оценка влияния позднечетвертичных вечномерзлых пород на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений. Установлена необходимость применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности и толщину мерзлоты мощностью 300 метров. Это позволит более корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования.

Постановка задачи

В работе (Шарботян, 1974) исследовалась возможность образования многолетнемерзлых пород в позднечетвертичное время (табл. 1).

Таблица 1

Изменение во времени мощности многолетнемерзлых пород

Время, тыс. лет назад	Глубина положения нижней кромки мерзлоты, м	Вековой ход температур, °С
245	0	0
235	-350	-10,0
210	-450	-5,5
190	-550	-8,5
165	-450	-4,5
145	-400	-3,5
130	-350	-1,0
110	-300	-3,9
95	-300	-0,7
70	-250	-4,0
50	-250	-1,0
30	-200	-4,3
5	0	+2,5

Ранее уже исследовалось влияние палеоклимата (*векового хода температур на поверхности Земли*) на термическую историю и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений на юго-востоке Западной Сибири [1, 2]. Особый интерес вызывают исследования для Западной Сибири при включении в модель палеотемпературных реконструкций не только вековой ход температур на земной поверхности, но и, *толщину мерзлоты как своеобразный литолого-стратиграфический комплекс. Цель наших исследований* – оценить влияние позднечетвертичных вечномерзлых пород на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири.

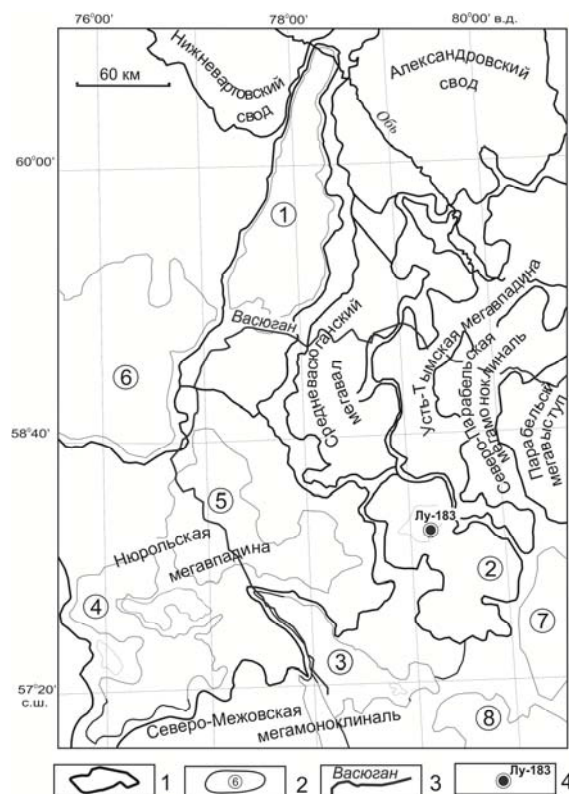
Характеристика объекта исследований

Моделирование палеогеотемпературных условий для баженовских отложений выполнено для осадочного разреза глубокой скважины 183 Лугинецкого месторождения (рисунок). На месторождении залежи УВ связаны в основном с верхнеюрскими коллекторами (горизонт Ю₁).

Методика исследований

Восстановление термической истории баженовских отложений выполняется на основе анализа варибельности результатов палеотемпературных реконструкций для двух вариантов, в каждом из которых по три допущения. Первый вариант *предполагает мощность мерзлоты до 300 метров*. Второй вариант *предполагает гипотетическую мощность мерзлоты до 1000 метров*. Допущения: 1) учет векового хода температур на поверхности Земли и толщи мерзлоты; 2) учет векового хода, без учета толщи мерзлоты; 3) без учета векового хода температур и толщи мерзлоты. Восстановление термической истории баженовской свиты выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [3].

В первом варианте мы приняли мощность толщи мерзлоты 300 метров. Формализованный учет толщи мерзлоты осуществляется, начиная с 240 тыс. лет назад, «мгновенной» (по меркам геологического времени, за 1,5+3,0 тыс. лет) заменой «нормальных» осадочных отложений толщей мерзлых пород со своими теплофизическими характеристиками. Затем, эта толща мерзлых пород перекрывает осадочный чехол в течение 179 тыс. лет. Далее, «мгновенно» (1,5 + 3,0 тыс. лет) толща вечной мерзлоты заменяется «нормальными» осадочными отложениями. И, далее существует «нормальный» осадочный чехол до настоящего времени, в последние 52 тыс. лет. *Во втором варианте* мы взяли мощность мерзлоты в 1000 метров, и все выполнялось аналогично первому варианту.



Положение исследуемой скважины Лугинецкая 183 на обзорной тектонической схеме юрского структурного яруса юго-востока Западной Сибири: 1 – структуры I порядка; 2 – структуры II порядка: 1 – Колтогорский мезопрогиб, 2 – Пудинское мезоподняtie, 3 – Лавровский мезовыступ, 4 – Южно-Норильская мезовпадина, 5 – Центральнорильская мезовпадина, 6 – Нововасюганский мезовал, 7 – Горелоярское мезоподняtie, 8 – Калгачский мезовыступ; 3 – реки; 4 – исследуемая скважина

Результаты

При учете толщи мерзлоты и векового хода температур (*мощность мерзлоты 300 метров, табл. 2*), тепловой поток увеличился на 1,4 мВт/м² (до 53,6) по сравнению с его значением без учета мерзлоты (52.2). Объяснением этого является высокая теплопроводность мерзлой толщи.

Таблица 2

*Расчетные геотемпературы баженовской свиты в разрезе скважины Лугинецкая 183
(мощность мерзлоты 300 м)*

Время, млн лет назад	Вековой ход температур [Δ] °С	Учет хода температур и толщи мерзлоты		Учет хода температур, без учета толщи мерзлоты		Без учета векового хода температур и мерзлоты	
		Глубина баженовской свиты, м	Геотемпе- ратуры свиты, °С	Глубина баженовской свиты, м	Геотемпера- туры свиты, °С	Глубина баженовской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С
0	0	2322	80	2321	81	2321	87
0,001	+1	2321	80	2320	81	2321	87
0,003	+2	2321	80	2320	81	2321	87
0,005	+3	2321	80	2320	81	2321	87
0,018	+1	2321	80	2320	81	2320	88
0,03	-2	2321	79	2320	81	2321	88
0,05	-1	2321	79	2320	81	2320	88
0,052	-1	2321	79	2320	81	2320	88
0,055	-1	2021	79	2320	81	2321	88
0,0565	-2	2321	79	2320	81	2320	88
0,07	-4	2321	79	2319	80	2319	88
0,09	-1	2321	79	2319	80	2319	87
0,11	-4	2321	79	2319	80	2319	87
0,13	-1	2321	79	2319	80	2319	87
0,15	-4	2321	80	2318	80	2318	87
0,19	-9	2321	83	2318	81	2318	87
0,21	-6	2321	84	2317	82	2317	87
0,222	-7	2321	85	2317	82	2317	87
0,225	-8	2321	86	2317	82	2317	87
0,235	-10	2321	86	2317	82	2317	87
0,2355	-9	2321	86	2317	82	2317	87
0,2385	-2	2021	86	2317	83	2317	87
0,24	0	2321	86	2317	83	2317	87
1,4	+1	2300	86	2299	83	2299	86
1,64	+1	2296	86	2296	83	2296	86
3,1	+2	2295	88	2295	85	2295	86
3,2	+2	2295	89	2295	89	2295	86
3,8	+12	2295	95	2295	93	2295	86
4,7	+3	2295	88	2295	85	2295	86
5,2	-3	2294	89	2294	86	2294	86
5,7	+7	2294	92	2293	89	2294	86
6,3	+10	2294	94	2293	90	2294	86
7	+4	2294	89	2293	86	2294	86
20	+15	2294	100	2293	97	2294	86
24	+16	2294	101	2293	98	2294	86
31,5	+17	2218	98	2218	95	2218	83
32,3	+16	2210	97	2210	94	2210	82
34	+15	2200	96	2200	93	2200	82
37,6	+14	2178	94	2178	91	2178	80
41,7	+12	2154	90	2154	87	2154	80
42	+11	2152	89	2152	87	2158	80
46	+8	2129	86	2129	83	2129	79
54,8	+19	2077	95	2077	92	2077	77
58	+24	2058	99	2058	96	2058	76
61,7	+22	2037	95	2037	92	2037	74

Время, млн лет назад	Вековой ход температур [°С]	Учет хода температур и толщи мерзлоты		Учет хода температур, без учета толщи мерзлоты		Без учета векового хода температур и мерзлоты	
		Глубина баженовской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С	Глубина баженовской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С	Глубина баженовской свиты, м	Геотемпературы свиты, °С
73	+15	1899	83	1899	81	1899	69
73,2	+16	1897	83	1897	81	1897	68
86,5	+22	1735	83	1735	81	1735	62
89,8	+22	1694	82	1694	80	1694	61
90	+23	1692	82	1692	81	1692	61
91,6	+22	1673	79	1673	77	1673	58
114,1	+21	870	50	870	49	870	29
118	+19	869	48	869	47	869	29
120,2	+19	869	47	869	47	869	29
132,4	+19	319	29	319	29	319	11
136,1	+19	245	14	245	27	245	8
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²			53,6		52,2		54,8

Наличие в этом расчете палеоочагов интенсивной генерации нефти (табл.2, заливка) объясняет вскрытую скважиной залежь в верхнеюрских отложениях. «Невязка» расчетных и наблюдаемых геотемператур оптимальная – ± 2 °С (табл. 3).

В случае неучета векового хода температур на дневной поверхности, расчетный тепловой поток также увеличивается на 2,6 мВт/м² (до 54,8). Но это не приводит к повышению геотемператур. Просто происходит компенсация энергетического дефицита, созданного отсутствием соляного источника тепла.

Расчет плотности генерированных баженовских нефтей R [4] (табл. 4) дает максимальное значение для случая учета векового хода температур и толщи мерзлоты в 300 м (68 усл. ед.). При учете *толщи мерзлоты с гипотетической мощностью 1000 метров* получены высокое значение плотности теплового потока – 59,3 мВт/м², что мало согласуется с экспериментальными данными для района.

Таблица 3

Сопоставление измеренных и расчетных температур (мерзлота 300 м)

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Расчетные (учет хода температур и толщи мерзлоты), °С		Расчетные (учет хода температур, без учета мерзлоты), °С		Расчетные (без учета векового хода температур и мерзлоты), °С	
			Значение	Разница	Значение	Разница	Значение	Разница
2200	77	Пластовые	76	-1	78	+1	83	+6
2350	84	Пластовые	81	-3	82	-2	89	+5
2345	98	По ОСВ	101	+3	99	+1	87	-11

Таблица 4

Оценка плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (мерзлота 300 м)

№ п/п	Вариант	Расчетные ресурсы, усл. ед.	Количество расчетных временных интервалов (n)	Период работы палеоочага млн лет назад	Время работы палеоочага, млн, лет	Максимальные геотемпературы палеоочага генерации нефти, °С
1	Учет векового хода температур и мерзлоты	68	24	61,7–0,222	61,5	101
2	Учет хода температур, без учета мерзлоты	55	19	61,7–54,8 42–3,1	45,8	98
3	Без учета хода температур и мерзлоты	27	29	24–0	24	87

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол_а

Литература

1. Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницина К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) // Известия ТПУ. – 2013 – Т. 322. – № 1. – С. 45–50.
2. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
3. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
4. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.

ВЛИЯНИЕ ПОРИСТОСТИ ПЛАСТА НА АМПЛИТУДНЫЙ СПЕКТР СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА

¹Ислямова А.А., ^{1,2}Немирович-Данченко М.М.

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет,

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

В работе изучено влияние пористого слоя во вмещающей однородной среде на сейсмический сигнал. Поры распределены случайным образом. Для отраженной волны анализируются спектры Прони и Фурье. Показано, что и для пористых слоев, как и для слоев с трещинами, существенно уменьшаются амплитуды некоторых частот. Аналогичное изменение спектра было отмечено ранее при лабораторном моделировании прохождения сейсмической волны через образец песчаника. В целом можно говорить о спектральном проявлении зон с повышенным затуханием в определенной полосе частот. Это позволяет построить алгоритм фильтрации реальных временных разрезов для выявления потенциальных зон с повышенным затуханием (поглощением) сигнала.

Введение

Ранее [1, 2] нами был предложен спектральный метод анализа в скользящем окне временных разрезов для выделения трещиноватых зон. Методика анализа амплитудных спектров сейсмических полей основывалась на результатах численного конечно-разностного моделирования прямых задач механики деформируемого твердого тела для тел с трещинами [1] и на результатах лабораторного эксперимента, выполненного Грегори и опубликованного в [3].

Ненормированные спектры, полученные в лабораторном эксперименте и в численном расчете приведены на рис. 1, а и 1, б. Их сравнение показывает, что спектр волны, отраженной от трещиноватой области, резко теряет часть высоких частот и уверенно отличается от спектра волны в сплошной среде.

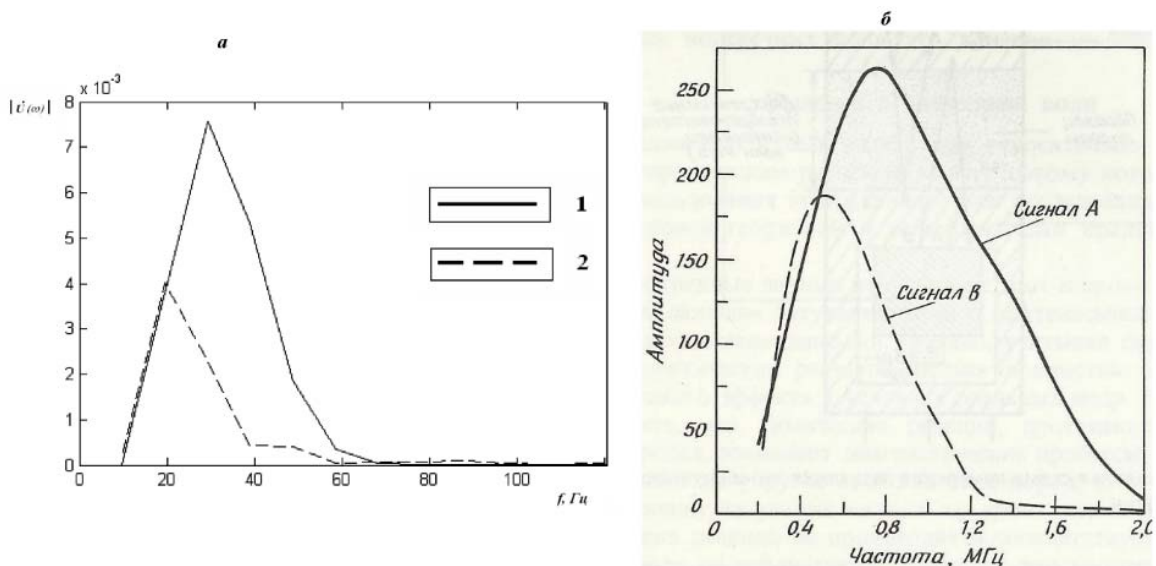


Рис. 1. а – ненормированные спектры падающей (1) и отраженной (2) волн для слоя с трещинами [1,2]; б – из работы [3]: спектры падающего (А) и отраженного (В) от образца песчаника сигналов

Численное моделирование для пористого слоя

В процессе обработки результатов численного моделирования были вычислены спектры для волны до достижения ею пористого слоя и для волны в пористом слое. Модули амплитудных спектров совмещены на рис. 2.

Заметим, что спектры сейсмических волн при прохождении ими трещиноватых (рис. 1, а) и пористых (рис. 2) сред ведут себя (по результатам нашего моделирования) сходным образом.

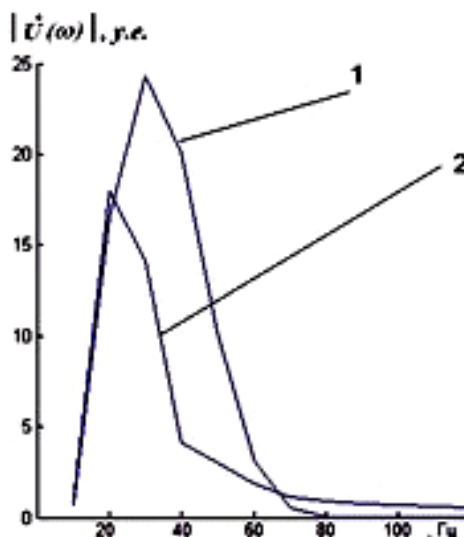


Рис. 2. Спектры падающей (1) и преломленной (2) волн для пористого слоя

Различия в спектральной характеристике исходной волны и волны, прошедшей через трещиноватые или пористые области, очевидны. Поэтому следующим шагом работы стало определение зон ослабления и изменения спектров на реальных сейсмограммах. Для этого при дальнейшей обработке реальных временных разрезов использовались преобразования Прони и Фурье в скользящем окне.

Для анализа реальных разрезов необходим аппарат обработки цифровыми фильтрами. При этом ограничения, связанные с теоремой Котельникова и накладываемые конечными размерами блоков обработки, не позволяют извлекать из трассы гармонические компоненты с любой, наперед заданной, частотой. Чтобы обойти это ограничение, обратимся к преобразованию Прони [4], которое не является спектральным преобразованием в чистом виде, а является способом оценивания (как метод наименьших квадратов) дискретных данных с помощью линейной комбинации экспоненциальных функций. Затем можно вычислить спектральную плотность энергии (СПЭ) для любой частоты Прони.

Метод Прони позволяет оценить n -й элемент выборки $y(1), \dots, y(N)$ с помощью экспоненциальной модели порядка p следующим образом:

$$y(n) = \sum_{k=1}^p h_k z_k^{n-1}, \quad (1)$$

где множители h_k и z_k в общем случае комплексны и определяются выражениями

$$h_k = A_k \exp(j\theta_k), \quad z_k = \exp[(\alpha_k + j2\pi f_k)T].$$

Здесь A_k – амплитуда, α_k – коэффициент затухания (размерность с^{-1}) k -й комплексной экспоненты, f_k (Гц), θ_k (рад) – частота и начальная фаза k -й синусоиды.

Для значений $N = 64$ и $p = 15$ на рис. 3 приводятся первые 4 члена ряда (1). Первый член (p_1 , жирная линия) – затухающая экспонента, остальные 3 члена – затухающие синусоиды. Для большинства обычных сигналов (в том числе акустических), ряд (1) сходится значительно быстрее, чем ряд Фурье.

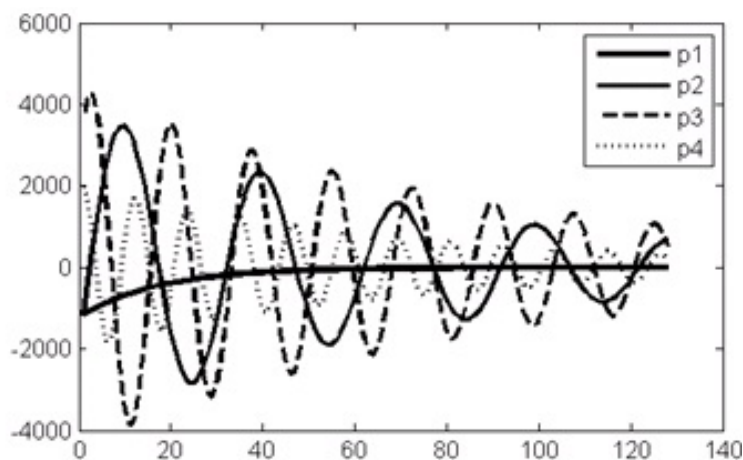


Рис. 3. Первые члена ряда Прони. Пояснения в тексте

Вычислив массивы значений h_k и z_k , можно вычислить СПЭ для любой частоты f_k из диапазона $-(2\Delta t)^{-1} \leq f_k \leq (2\Delta t)^{-1}$, где $(2\Delta t)^{-1}$ – аналог частоты Найквиста.

Для выбранного размера окна обработки N , в случае преобразования Фурье, частота Найквиста равна $f_N = N/2$. Это безразмерная величина, она определяет количество гармоник. В то же время, при заданной величине отсчета Δt граничная частота $f_{гр} = 1/(2\Delta t)$. Это величина размерная, Гц. Например, если размер окна $N = 64$ и $\Delta t = 0,002$ с, то $f_N = 32$, $f_{гр} = 250$ Гц и одной гармонике окна обработки соответствует $250/32 = 7,8125$ Гц. И для выбранного окна и фиксированной величине отсчета это число $7,8125$ Гц не меняется.

В случае же преобразования Прони сам метод подбора частот из диапазона $-(2\Delta t)^{-1} \leq f_k \leq (2\Delta t)^{-1}$ предопределяет варьирование значений частот при изменении свойств сигнала. При этом каждому номеру («гармонике») в ряде Прони будет соответствовать не конкретная частота в Гц, а некоторая полоса частот. Поведение этих полос пропускания представляет отдельный методологический интерес при обработке и интерпретации геофизических данных.

Фильтрация сейсмического разреза

Ниже на рис. 4 показаны результаты применения режекторного фильтра (*notch filter*) Прони в скользящем окне к временному разрезу «№ 95» по площади «С».

Благодаря примененному нами графу обработки разреза, зоны с более высоким затуханием сигнала (возможно, повышенной трещиноватости/пористости и/или флюидонасыщенности) должны выделяться на разрезе меньшими амплитудами волны, по сравнению с окружающими трассами. Такой эффект мы наблюдаем в средней части профиля 95 на временах 2100–2300 мс, где среди четких фаз юрских горизонтально-слоистых отложений осадочного чехла появляется лагуна с нарушением чередования и прослеживания фаз, низкими амплитудами волн. Необходимо отметить, что найденная зона (лагуна) соответствует реальному продуктивному интервалу.

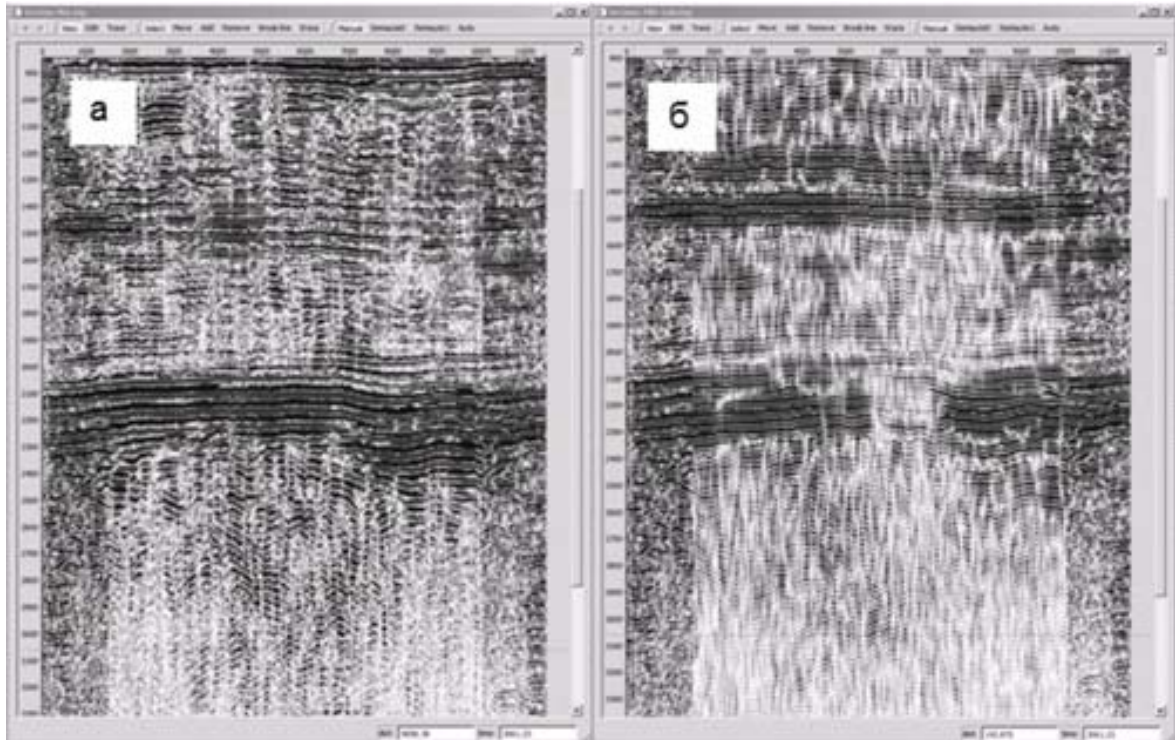


Рис. 4. Исходный сейсмический разрез «№ 95» по площади «С» до (а) и после (б) применения оконного преобразования

Заключение

Изложенная методология может быть использована на стадии камеральной обработки временных сейсмических разрезов, при интерпретации акустического каротажа, при картировании продуктивных площадей.

Литература

1. Немирович-Данченко М.М. Возможности обнаружения множественной трещиноватости сплошной среды на основе оценки спектральной плотности энергии отраженного сигнала // Физическая мезомеханика. – 2013. – Т. 16. – № 1. – С. 105–110.
2. Немирович-Данченко М.М., Шатская А.А. Численное моделирование влияния трещиноватости пласта на амплитудный спектр сейсмического сигнала // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2013. – Т. 2. – № 2. – С. 141–144.
3. Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа Ч. 1 / под ред. Ч. Пейтона. – М.: Мир, 1982. – 375 с.
4. Марпл-мл. С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения: пер. с англ. – М.: Мир, 1990. – 584 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В ЗЕМНОЙ КОРЕ САХАЛИНА В СВЯЗИ С РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Каменев П.А., Злобин Т.К.

Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, Южно-Сахалинск

С использованием геомеханических параметров горных пород Полярнинского и Анивского месторождений о. Сахалин, рассчитанных на основе данных каротажа, произведена оценка предельного горизонтального и вертикального напряжений. Использование данных сейсмологии позволяет дополнить результаты геофизических исследований. Расчет распределения параметра Лодэ-Надаи подтвердил преобладание горизонтального сжатия на территории Сахалина.

Постановка задачи

Бурение горизонтальных сверхпротяженных скважин в условиях высокой тектонической активности сопряжено со значительными трудностями, связанными со стабильностью стенок скважины. Практически на всех месторождениях Сахалина существуют проблемы со стабильностью стенок скважин. На месторождениях, находящихся в зоне высокой тектонической активности, до начала бурения необходимо четкое представление о распределении локальных напряжений, разломов, необходимо рассчитать удельный вес бурового раствора, который будет компенсировать воздействие внешних факторов. В настоящей работе предпринята попытка оценки локальных напряжений на основе данных комплексного каротажа совместно с данными сейсмологии.

При выборе района исследования предпочтение отдавалось глубоким разведочным скважинам, на которых проводился комплексный картаж (акустический и гамма – картаж, картаж сопротивлений). В полной мере этим требованиям удовлетворяют материалы исследования скважин на Полярнинском месторождении, расположенном на севере Сахалина, и на Анивском газовом месторождении, находящемся в южной части Сахалина.

Методика расчета параметров напряжений

Для оценок параметров напряженно-деформированного состояния среды на основе каротажных данных, с использованием эмпирических соотношений, нами были рассчитаны основные геомеханические параметры горных пород: угол внутреннего трения, сцепление и литостатическое напряжение [1, 2]. Феноменологические оценки литостатического напряжения, коэффициента внутреннего трения и сцепления позволяют определить диапазон возможных значений горизонтального (тектонического) напряжения. В основу этих оценок заложено представление о режиме новейшей геодинамики Сахалина (субширотное сжатие превышает уровень σ_3 в силу взаимодействия Охотоморской и Амурской плит) и критерий Кулона-Мора:

$$\tau = f\sigma_n + C_0, \quad (1)$$

где τ – максимальное напряжение сдвига вдоль плоскости разрыва, σ_n – эффективное напряжение (напряжение в скелете породы), действующее нормально к плоскости разрыва [МПа], коэффициент внутреннего трения часто выражается через угол внутреннего трения, $f = \operatorname{tg} \varphi$, C_0 – сцепление.

Можно считать, что литостатическое давление соответствует наименьшему из главных напряжений, $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, где σ_1 – наибольшее горизонтальное напряжение (сжатие), σ_2 – меньшая из двух компонент горизонтального напряжения, σ_3 – вертикальное напряжение. Об этом свидетельствуют следующие данные.

Данные кавернометрии скважин Пильтун-Астохского месторождения, расположенного на севере Сахалина, продемонстрировали преобладание горизонтального напряжения (субширотного сжатия) над вертикальным в интервале глубин 1800–2000 м. Согласно [3] стенки исследуемой скважины имели выраженные обрушения в двух диаметрально противоположных угловых секторах, указывающих направление действия максимального сжатия. В проекте The World Stress Map на карте напряжений для региона северо-востока Евразии отмечено преобладание режима горизонтального сжатия, что проявляется в преимущественно взбросовых подвижках в очагах землетрясений, определяемых по решениям для фокальных механизмов.

Для систематизации картины напряженного состояния (геодинамических режимов) при наличии разноориентированных механизмов очагов удобно использовать распределения параметра Лодэ-Надаи μ_σ , – инварианта напряженного состояния. Проведенный нами в работе [4] расчет распределения параметра Лодэ-Надаи продемонстрировал преобладание сжатия на всей территории Сахалина (рис. 1).

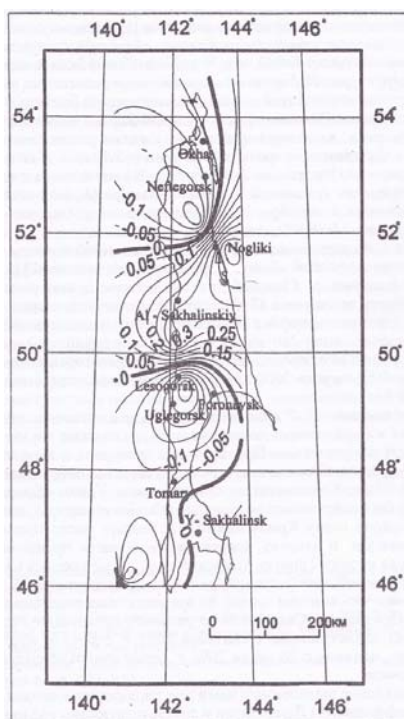


Рис. 1. Распределение коэффициента Лодэ-Надаи в коре о-ва Сахалин по данным механизмов очагов землетрясений за 1940–1995 годы

На рисунке также видно, что эпицентры сильнейших землетрясений, произошедших в период с 1940 по 1995 гг., Ногликского (2.10.1964, $M_w = 5,8$), Монеронского (5.09.1971, $M_w = 7,5$), Нефтегорского (27.05.1995, $M_w = 7,1$) попадают в зоны сдвига (значения $-0,2 < \mu_\sigma < 0,2$). Стоит отметить, что аргументы в пользу субширотного сжатия коры Сахалина также приводились другими авторами при анализе структурно-геологических данных, а также карт распределений скоростей сейсмических волн.

Для вывода общего выражения для предельного горизонтального напряжения $(\sigma_1)_{\max}$ можно воспользоваться формулами пересчета напряжений при повороте системы координат на угол β . В случае, когда рассматриваемая плоскость разрушения наклонена («повернута») на угол β относительно горизонтальной плоскости, т. е. направления действия σ_1 , выражения для нормального, σ_n , и касательного, τ_n , напряжений на этой плоскости принимают форму:

$$|\tau_n| = \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\beta, \quad (1)$$

$$\sigma_n = \frac{1}{2} (\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2} (\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\beta \quad (2)$$

При оценках предельного напряжения $(\sigma_1)_{\max}$ величину $|\tau_n|$ можно приравнять к максимальному касательному напряжению τ из выражения (1). Таким образом, после подстановки (2) в (1) и преобразований, учитывающих взаимосвязь между коэффициентом внутреннего трения f и наклоном плоскости наиболее легкого разрушения в случае пологих надвигов (взбросов) $\tan 2\beta = 1/f$, получается следующее выражение:

$$(\sigma_1)_{\max} = \sigma_3 \frac{(1+f^2)^{1/2} + f}{(1+f^2)^{1/2} - f} + \frac{2C_0}{(1+f^2)^{1/2} - f}. \quad (3)$$

Результаты расчетов

Для получения зависимости предельного горизонтального напряжения $\sigma_1(h)$ формулу (3) подставлялись значения вертикального (литостатического) давления $\sigma_3(h)$. Также использовались результаты вычислений значений угла внутреннего трения $\varphi(h)$ и сцепления $C_0(h)$. График полученной зависимости предельного горизонтального напряжения представлен на (рис. 2) вместе с графиком вертикального (литостатического) давления.

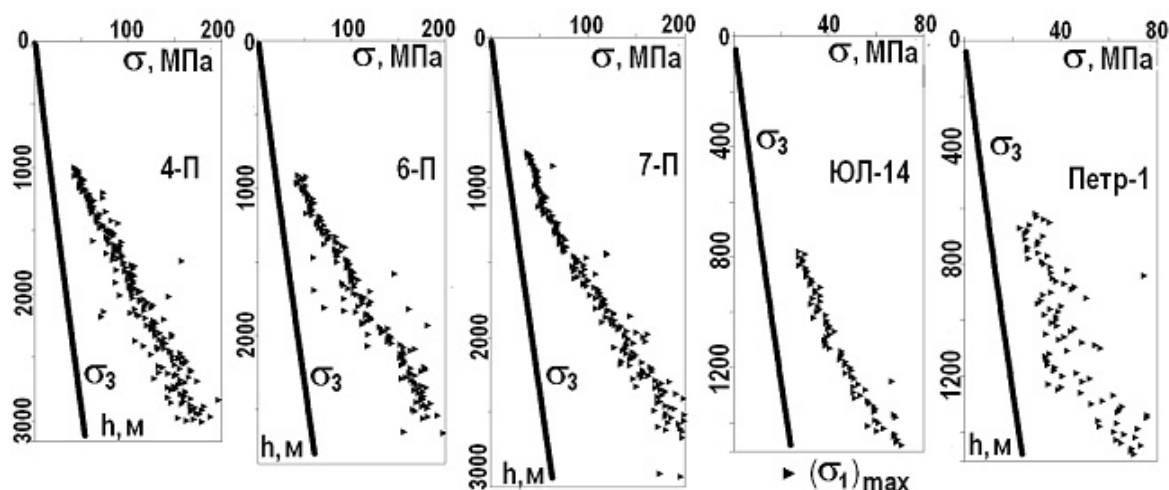


Рис. 2. Зависимость от глубины вертикального и предельного горизонтального напряжений в коре по месту расположения для скважин Полярнинского и Анивского месторождений. На графиках указан номер скважины

Анализ представленных на рис. 2 зависимостей напряжений от глубины позволяет заключить, что в диапазоне глубин 1000–2800 м Полярнинского месторождения предельное горизонтальное напряжение больше вертикального примерно в 1,5 раза, что соответствует региональному характеру напряжений. На глубинах око-

ло 3 км график демонстрирует большее отношение напряжений (т. е. значительное возрастание предельных горизонтальных напряжений до уровня в 3,5–4 раза больше вертикальных). На Анивском месторождении также наблюдается подобная картина. Значения горизонтальных напряжений превышают вертикальные в среднем в 2–3 раза, аналогично тому же интервалу глубин Полярнинского месторождения.

Заключение

Таким образом, совместное использование данных каротажа и сейсмологических данных позволяет выработать комплекс мер, направленных на предотвращение нестабильности скважины. Полученные зависимости напряжений от глубины могут использоваться для построения геомеханической модели месторождения. Такой подход позволяет существенно снизить риски при бурении месторождений со сложными геологическими условиями. Кроме того, представленные на рис. 1 и 2 зависимости полезны для понимания локальной геодинамики. Результаты исследования могут использоваться при разработке нефтегазовых месторождений, как на этапах строительства скважин, так и при эксплуатации месторождений севера и юга Сахалина.

Литература

1. Каменев П.А., Богомолов Л.М., Валетов С.А. Об оценках геомеханических параметров осадочных породных массивов по данным комплексного каротажа скважин (на примере Сахалина) // Тр. Всероссийской конф. «Геодинамика и напряженное состояние недр Земли». – Новосибирск: 2011. – С. 133–139.
2. Каменев П.А., Валетов С.А. Оценка пластовых давлений по данным электрического каротажа на примере Полярнинского месторождения о. Сахалин // Каротажник. – 2011. – № 207. – С. 17–28.
3. Али А. Х., Марти Ш., Еса Р. и др. Передовой метод гидравлического разрыва пласта с использованием геомеханического моделирования и механики пород – технически интегрированный подход // Нефтегазовое обозрение. – Осень 2002. – С. 75–83.
4. Злобин Т.К., Каменев П.А. Особенности поля упругих напряжений в литосфере Сахалина. Тектоника и геодинамика континентальной литосферы. Материалы XXXVI Тектонического совещания. Т. 1. – М.: ГЕОС, 2003. – С. 223–228.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОФАЦИЙ ПО КОМПЛЕКСУ МЕТОДОВ ГИС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ЮК₂ КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Кудряшова Л.К., Белозёров В.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Результаты геофизических исследований скважин (ГИС) являются одним из инструментов познания генезиса погребенных терригенных пород. Для максимально объективного определения характеристик породы и выделения электрофаций необходимо использовать комплекс геолого-геофизических исследований. Комплексные исследования фациальных условий по ГИС были выполнены для пласта ЮК₂ тюменской свиты Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). Выделенные электрофации были сопоставлены с результатами ранее проведенных гранулометрического и минералогического анализов. По совокупности исследований сделан вывод, что изучаемые отложения пласта ЮК₂ были сформированы в пределах деструктивной приливной дельты. Таким образом, только благодаря комплексному анализу керна и результатов ГИС можно достичь объективного фациального прогноза.

Введение

В настоящее время при отсутствии керна, но при хорошо разработанном комплексе ГИС большую популярность получила генетическая интерпретация результатов ГИС. Они являются одним из главных факторов для познания генезиса погребенных терригенных пород, а измерение геофизических характеристик отложений с помощью электронных устройств позволяет получить значения многих физических параметров (УЭС пород, радиоактивность, скорость прохождения звука, плотность и др.). Так же материалы ГИС используются для корреляции разрезов скважин, определения их литологического состава, измерения пористости и расчета содержания флюидов в коллекторах, а также для восстановления условий осадконакопления.

В условиях сокращения фонда структурных поисковых объектов основное внимание уделено сложно построенным (неантиклинальным) ловушкам нефти и газа, подготовка которых основывается на знании фациальной природы терригенных коллекторов, что позволяет спрогнозировать их пространственное размещение, положение зон выклинивания и изменение фильтрационно-емкостных свойств пород [1].

Рядом исследователей были разработаны электрометрические модели фации, основанные на конфигурации кривой самопроизвольной поляризации (ПС), отражающей определённую последовательность изменения гранулометрического состава в процессе формирования разреза конкретной фациальной обстановки [1, 2].

Как правило, для определения седиментационной модели песчаного пласта с учётом информации керновых данных достаточно диаграмм ПС. Однако чем большее количество используемых диаграмм ГИС, тем достовернее будут охарактеризованы литолого-петрофизические свойства породы. Это повышает достоверность и уменьшает вероятность ошибки при фациальной интерпретации [2].

Учитывая ограниченный объем кернового материала и низкий вынос керна в глубоких поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах, большая часть параметров определяющих фации, или литофации, получается непосредственно из данных ГИС. В 1970 г. O. Serra ввел понятие «электрофации» – «совокупность характеристик данных ГИС, которые описывают пласт и позволяют отличить его от других пластов» [2].

Общая геолого-геофизическая тюменских пластов и постановка задачи

Из обработки результатов гранулометрического и минералогического анализов [3] пластов ЮК₂₋₅ Ем-Ёговского месторождения, а также описания керна, следует, что породы-коллекторы представлены песчано-алевритовыми разностями с подчиненными по мощности прослоями глин. Песчаники мелкозернистые, алевритистые с преобладающей песчаной (0,12–0,30 мм) и алевритовой (0,05–0,10 мм) размерностью [3].

По гранулометрической интерпретации [3] определена переходная обстановка седиментации рассматриваемых отложений пласта ЮК₂, в которой выделяют сообщество приливно-отливных равнин и дельтовых комплексов. Данные комплексы в пределах приливно-отливных равнин формируют систему приливно-отливных каналов и эстуариев, аналогичных обстановкам речных русел [4].

В связи со сложным строением тюменских пластов ЮК₂₋₅ детальный анализ проводилось только для пласта ЮК₂, для которого имеется максимальный набор статистических данных, что позволяет произвести более точные фациальные реконструкции.

Особенностью разреза тюменской свиты Ем-Ёговской площади является то, что прямые качественные признаки здесь часто не работают. Это не позволяет выделить коллекторы общепринятым способом. Так, показания каверномера, как правило, малоинформативны и плохо увязываются с другими методами ГИС; кривые микрозондирования зачастую имеют приращения по всему разрезу или не имеют их в интервалах наличия глинистой корки; практически отсутствует дифференциация показаний метода ПС. Причинами отсутствия аномалий кривой ПС являются: близость минерализаций фильтрата промывочной жидкости и пластовой воды; высокая глинистость разреза; сверхглубокая зона проникновения фильтрата бурового раствора в прискважинную зону пласта-коллектора; очень высокая нефтенасыщенность коллекторов с фобизацией поверхности поровых каналов и пр. Поэтому, диагностика фаций осуществлялась с использованием комплекса кривых ГИС: ПС, ИК (индукционный каротаж) и ГК (гамма-каротаж). Данные методы выбраны на основе сопоставления конфигурации диаграмм ГИС по пробуренным скважинам.

Кроме того следует отметить, что комплексное использование данных ГИС позволяет не только точнее выделить разные условия осадконакопления, но и определить границы пластов при корреляции.

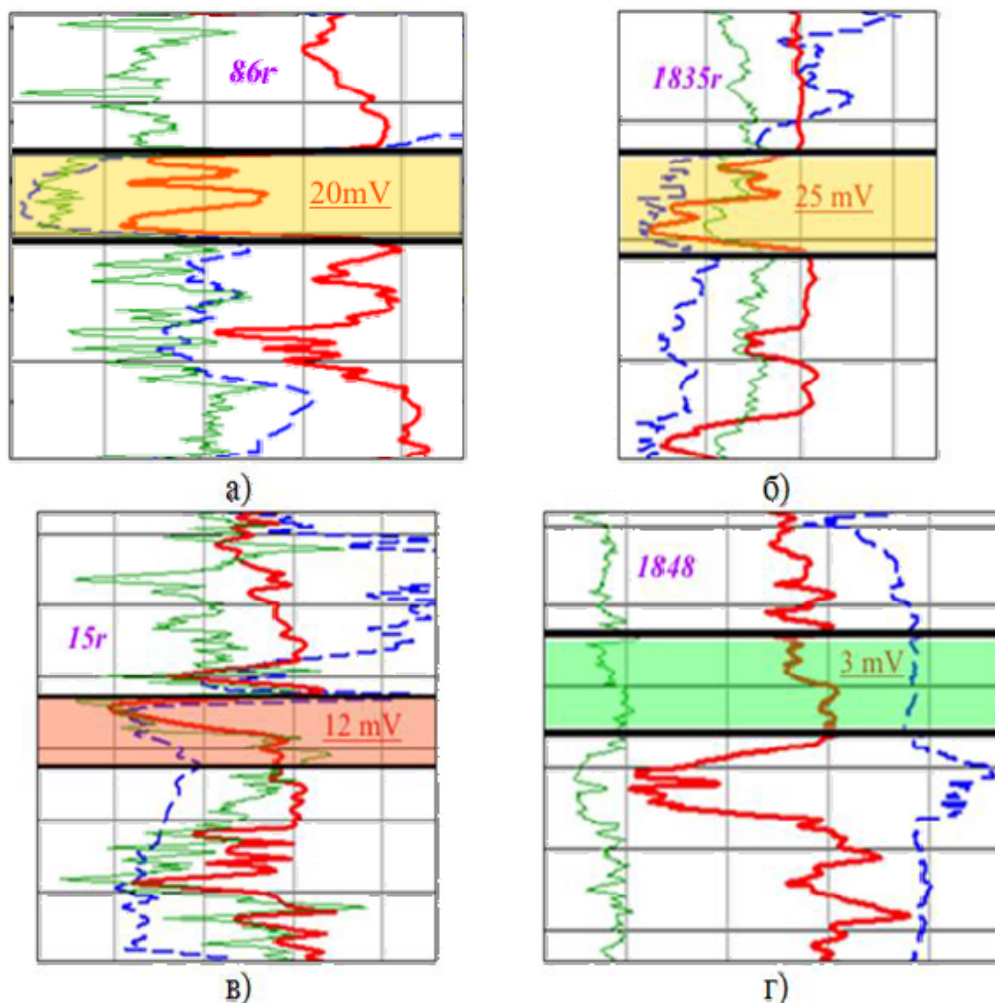
Фациальный анализ пласта ЮК₂

Для определения фациальных условий изучаемой территории было проинтерпретировано порядка 120 скважин Ем-Ёговского месторождения.

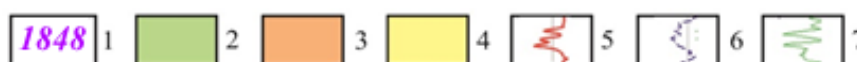
Учитывая принадлежность коррелятивной толщи пласта ЮК₂ к приливному (эстуариальному) типу дельтового комплекса, проведена интерпретация фациальных обстановок, формирующих его седиментационную модель.

Согласно выбранной седиментационной модели (приливно-дельта) [4] выделенные типы кривых ГИС можно соотнести со следующими фациями пласта ЮК₂ (рисунок): 1) дельтовые каналы; 2) приустьевые бары дельтовых каналов; 3) отложения между протоками.

Фация дельтовых каналов. На диаграммах ПС породы фации дельтового канала характеризуются «цилиндрической» и «колоколообразной» формой. Для этой фации характерна значительная амплитудой ПС и низкие значения ГК. В скважине 2548 отложения представлены песчаником светло-серым с буроватым оттенком, мелкозернистым, алевритистым, сцементированным глинистым материалом.



Условные обозначения:



1 – номер скважины; 2 – наземная часть дельтовой равнины (отложения между протоками); 3 – периферия дельтовых каналов (отложения приустьевых баров дельтовых протоков); 4 – дельтовые каналы; 5 – диаграмма ПС; 6 – диаграмма ИК; 7 – диаграмма ГК.

Характерные типы электрофаций: а, б) дельтовые каналы; в) приустьевые бары дельтовых каналов; г) отложения между протоками

Фация приустьевых баров дельтовых каналов. На диаграммах ПС имеют «воронкообразную» форму. Амплитуда ПС меньше, чем для предыдущей фации. Характерно постепенное увеличение показаний на диаграммах ГК к подошве коллектора. В скважине 15r пласт ЮК₂ представлен переслаиванием песчаника серого, полимиктового, мелкозернистого, плотного, крепкого и аргиллита темно-серого, слюдистого, крепкого.

Фация отложений между протоками в литологическом отношении представлена в основном осадками, близкими к аргиллитам. По данным описания керна в скважине 1819 это тонкое параллельно-горизонтальное слоистое переслаивание серых с бурым оттенком глин и светло-серых алевролитов. Отмечаются редкие, тонкие прослои углистого вещества, а также встречаются растительные остатки.

Необходимо отметить, что установленная дельтовая обстановка осадконакопления не противоречит уточненным палеогеографическим схемам Западной Сибири. Согласно которым – Ем-Ёговская площадь расположена в пределах равнины прибрежной, временами заливавшейся морем [5].

Заключение

Таким образом, сопоставляя результаты гранулометрических, минералогических и палеогеографических исследований с результатами фациального анализа по данным ГИС, было определено, что отложения пласта ЮК₂ сформированы деструктивной приливной дельтой. По комплексу методов ГИС выделены электрофации и сопоставлены с основными типами фаций данной седиментационной обстановки: дельтовые каналы, приустьевые бары дельтовых каналов и отложения между протоками.

Только комплексное использование методов ГИС и данных, полученных при анализе кернa, позволяет выделить пласты-коллекторы даже в трудно расчленяемых отложениях, представленных тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов по разрезу пласта ЮК₂.

Литература

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с.
2. Серра О. Восстановление условий осадконакопления по данным геофизических исследований скважин. – Москва: Schlumberger Limited, 1985. – 366 с.
3. Кудряшова Л.К. Изучение литолого-фациальной модели для увеличения нефтеотдачи залежи на примере песчаных пластов тюменской свиты Красноленинского месторождения // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от В.А. Обручева, М.А. Усова, Н.Н. Урванцева до наших дней: Материалы I Всероссийской геологической молодежной школы. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 88–91.
4. Бруссард М. Дельты – модели для изучения. – М.: Недра, 1979. – 323 с.
5. Корж М.В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. – М.: Наука, 1978. – 136 с.

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ДАННЫМ ГЕОТЕРМИИ)

Лобова Г.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

По результатам моделирования термической истории нефтематеринских тогурских отложений, с учетом распространения петротипов пород фундамента, предложен первоочередной район для поисков и освоения доюрского нефтегазоносного комплекса Усть-Тымской мегавпадины.

Расширение ресурсной базы углеводородов (УВ) Томской области возможно за счет новых земель на Правобережье Оби – территории Усть-Тымской мегавпадины. Здесь перспективы связываются с глубокозалегающими, в том числе с доюрскими резервуарами [1]. Геологическое строение разреза Усть-Тымской депрессии имеет определенную общность с нефтепромысловыми районами Нюрольской мегавпадины, а палеозойская залежь на Чкаловском месторождении подтверждает высокие перспективы этого стратиграфического уровня.

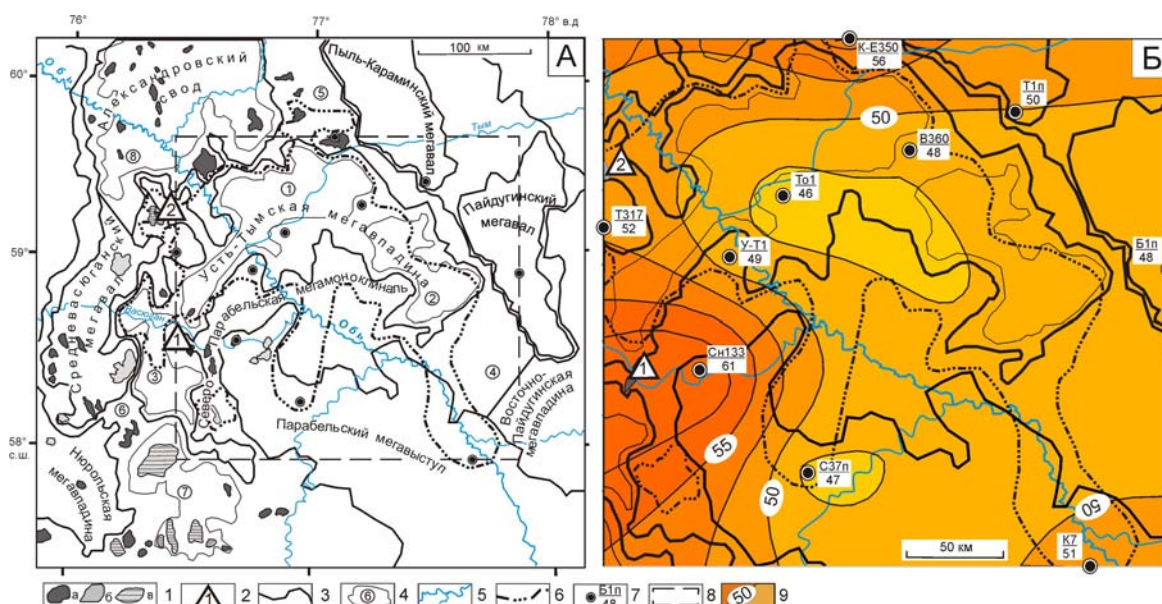


Рис. 1. Обзорная схема территории исследования (А) на структурно-тектонической основе [5] и схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания (Б): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – газовое, в – газоконденсатное; 2 – условный номер месторождения с залежами в доюрском НГК (1 – Ясное, 2 – Чкаловское); границы тектонических элементов: 3 – I порядка, 4 – II порядка и условный номер структуры; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты; 7 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный индекс, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока, $\text{мВт}/\text{м}^2$; 8 – контур территории построения прогнозных карт; 9 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, $\text{мВт}/\text{м}^2$. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподняtie, 8 – Трайгородский мезовал

Цель настоящих исследований – определить и предложить первоочередные участки для изучения и освоения резервуаров внутреннего палеозоя, с применением палеотемпературного моделирования.

Оценка ресурсов генерированных тогурских нефтей и характеристика палеозойского резервуара

Рассеянное органическое вещество смешанного типа в нижнеюрской тогурской свите является основным источником УВ для образования залежей в верхних толщах коренных пород фундамента [2]. Экспериментально установлено, что вклад «юрского» источника для залежей в доюрском НГК, при определенных структурно-формационных условиях, достигает 98 % [3]. Тогурская свита картируется в центральных и восточных частях мегавпадины, заливообразно – в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа, озерообразно – в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (рис. 1, А).

Ранее [4], выполнены расчеты плотности теплового потока из основания осадочного разреза (рис. 1, Б). На основе применения метода палеотемпературного моделирования для разрезов 10-ти представительных скважин (рис. 1) и картирования по геотемпературному критерию палеоочагов генерации нефти, сделана оценка распределения плотности генерированных тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и структур её обрамления (рис. 2, А).

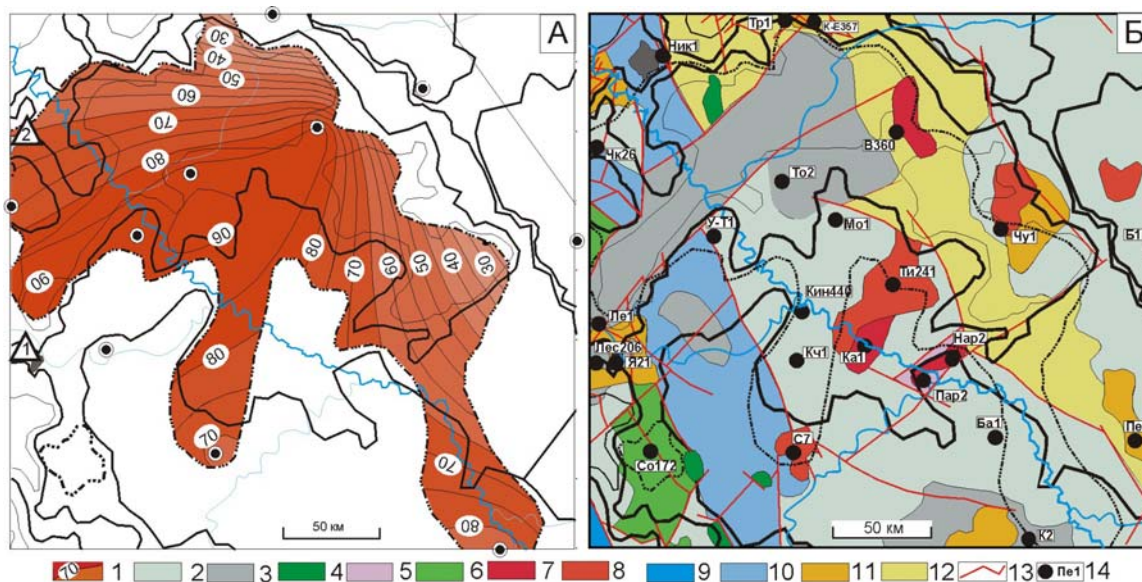


Рис. 2. Схематические карты распределения значений плотности генерированных тогурских нефтей (Б) и распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – значения изолиний в усл. ед. К рисунку Б, фации комплексов пород фундамента: 4 – аспидная; 5 – базальтовая; 6 – базиты; 7 – глинисто-кремнистая; 8 – глинисто-сланцевая; 9 – гранодиориты; 10 – гранитоиды; 11 – карбонатная; 12 – терригенно-карбонатная; 13 – риолитовая; 14 – терригенная; 15 – тектонические нарушения; 16 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс. Остальные обозначения те же, что на рис. 1

Районирование палеозойского резервуара

Используя схему распространения петротипов пород фундамента и тектонических нарушений (рис. 2Б), выделены области пород фундамента с потенциально улучшенными ФЕС, потенциально средними ФЕС и с потенциально неблагоприятными ФЕС (рис. 3А). Затем, с учетом интенсивности разрывной тектоники в фундаменте, определены зоны коллекторов с лучшими, хорошими и удовлетворительными

ми ФЕС. Сопоставлением зон коллекторов лучших, хороших и удовлетворительных ФЕС с распределением значений плотности генерированных тогурских нефтей, выделены и проранжированы четыре перспективных участка (рис. 3, Б).

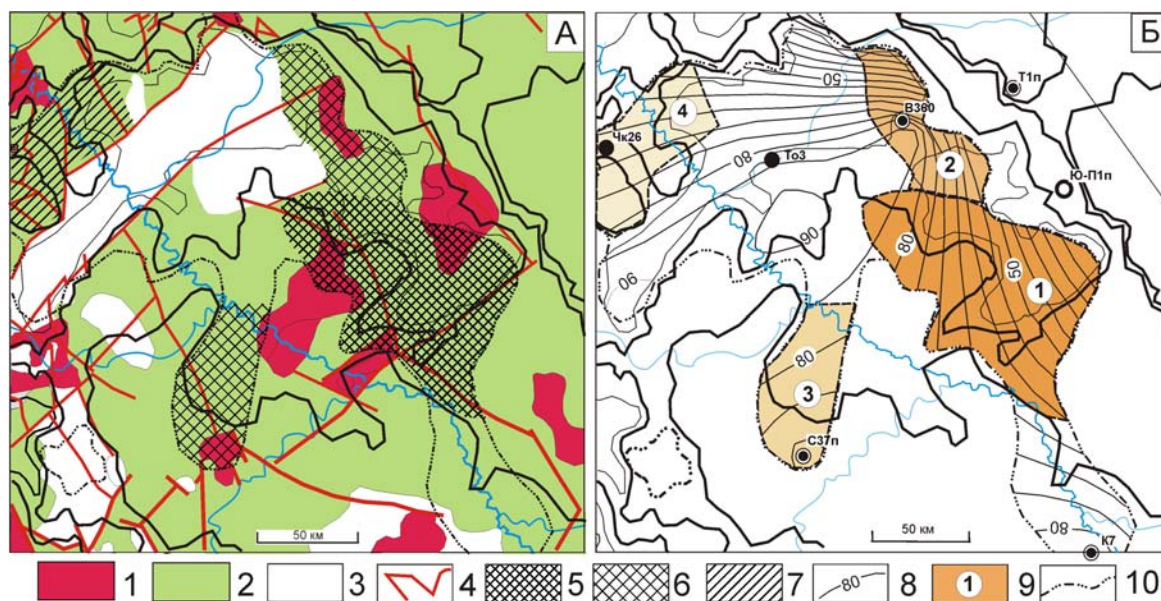


Рис. 3. Схема распределения петротипов пород, тектонических нарушений и качества коллекторов в палеозойском фундаменте (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в палеозойском резервуаре (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – область петротипов пород с потенциально улучшенными ФЕС; 2 – область петротипов пород с потенциально средними ФЕС; 3 – область петротипов пород с потенциально неблагоприятными ФЕС; 4 – тектонические нарушения; 5 – зона коллекторов с лучшими ФЕС; 6 – зона коллекторов с хорошими ФЕС; 7 – зона коллекторов с удовлетворительными ФЕС. К рисунку Б: 8 – изолинии значений плотности генерированных тогурских нефтей, усл. ед.; 9 – перспективный участок, номер ранжирования (интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности участка); 10 – граница распространения нефтематеринской тогурской свиты. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1 и 2

Обсуждение результатов

На 1-м участке прямого подтверждения нефтегазоности нет из-за отсутствия фактического материала. 2-й участок протягивается вдоль северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Здесь, в скважине 360 Вертолетной (В360), палеозойские породы вскрыты, но не испытывались на продуктивность. На 3-м участке, занимающем территорию у южного вреза Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельную часть Парабельского мегавыступа, имеются данные по скважине 37 Сенькинской (С37п), при испытании которой притока практически не получено. Прямое подтверждение прогноза получено лишь на 4-м участке, где палеозойские отложения в скважине Чкаловская 26 оказались продуктивными.

Как подтверждение прогноза, можно отметить, что отложения палеозоя, вскрытые скважинами Тымская 1 (Т1п) и Южно-Пыжинская 1 (Ю-П1п) за пределами распространения тогурской нефтематеринской свиты, оказались водоносны или без притока. Таким образом, условный расчетный уровень достоверности прогноза и данных бурения отложений фундамента составил 67 %.

Однако необходимо отметить, что не согласуется наш прогноз по палеозойскому резервуару – высокая плотность ресурсов нефти и неудовлетворительные ФЕС коллектора – с результатами испытания скважины Толпаровская 3 (То3). Конечно, можно объяснить факт коллектора с удовлетворительным ФЕС положением скважины на продолжении разлома северо-западного простирания, а водонасыщенность коллектора – расформированием залежи под влиянием этого же разлома. Но это дополнительная условность, требующая детальной проработки.

Выводы

1. По результатам моделирования термической истории нефтематеринских отложений определены первоочередные районы и участки для изучения и освоения палеозойского резервуара Усть-Тымской мегавпадины.

2. В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в палеозойском резервуаре выделен и предложен перспективный участок, объединяющий земли северо-восточного склона Северо-Парабельской мегамоноклинали и примыкающей южной части Пьжинского мезопргиба.

Литература

1. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в Правобережье Оби Томской области – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2004. – 164 с.

2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Кудряшова Л.К., Сунгурова О.Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

4. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28–39.

5. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ПО ДАННЫМ GEOTERMII)

Лунёва Т. Е., Лобова Г.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

С использованием методики интерпретации комплекса геолого-геофизических данных, включающего геотермические исследования, сделан зональный прогноз нефтегазоносности коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины.

Наряду с высокими перспективами палеозойского резервуара, оценка распределения ресурсов которого представлена в настоящем сборнике (статья Лобовой Г.А.), интерес в нефтегазоносном отношении представляют пермо-триасовые отложения коры выветривания. Нефтегенерирующей толщей для возможных залежей в коре так же является тогурская свита. Ее распространение в Усть-Тымской мегавпадине показано на рис. 1, А в статье Г.А. Лобовой.

Настоящее исследование направлено на выделение и ранжирование перспективных участков резервуара коры выветривания в пределах распространения нефтегенерирующей тогурской свиты на основе палеотемпературного моделирования, выполненного ранее [1], с учетом толщин отложений коры и вещественного состава доюрского основания.

Характеристика нефтегазоносности территории исследований и вещественного состава коры выветривания

Согласно принятой схеме нефтегеологического районирования территории, исследуемый резервуар относится к нефтегазоносному доюрскому комплексу, залежи которого связаны с пластом М (резервуар коры выветривания). Здесь получены прямые признаки нефтенасыщения пород коры выветривания при бурении скв. Толпаровской 2 и газопроявления при бурении скв. Парабельской 1.

По генезису рассеянного органического вещества (РОВ) нефтепроизводящие породы *тогурской свиты* в пределах Усть-Тымской мегавпадины являются типичными озерными отложениями с РОВ сапропелево-гумусового типа, с показателем $C_{орг} = 1,5-5,0 \%$ [2]. Мощность тогурских отложений достигает 100 м.

На схематической карте (рис. 1, А), построенной по вскрытым толщинам, отмечается неравномерное площадное распространение отложений кор выветривания. От максимальных значений на периферии к центру территории исследований идет уменьшение толщин до полного выклинивания.

Выход на поверхность гетерогенных и полифациальных пород фундамента предопределяют образование разнообразных профилей кор выветривания, которые, в свою очередь, в различной степени обладают коллекторскими свойствами. Гранитоидные, гранодиоритовые и риолитовые магматические тела, имеющие здесь распространение, подвергаясь гипергенным процессам, создают предпосылки к образованию коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (рис. 1, Б). Таким образом, зоны выхода глинисто-кремнистых и магматических пород кислого состава на поверхность фундамента являются зонами распространения улучшенных коллекторов.

Покрышкой для залежей в резервуарах коры выветривания служат нижнеюрские, локальный левинский и/или региональный китербютский, флюидоупоры. При выклинивании нижнеюрских толщ роль покрышки выполняют среднеюрские локальные лайдинская и/или леонтьевская глинистые пачки.

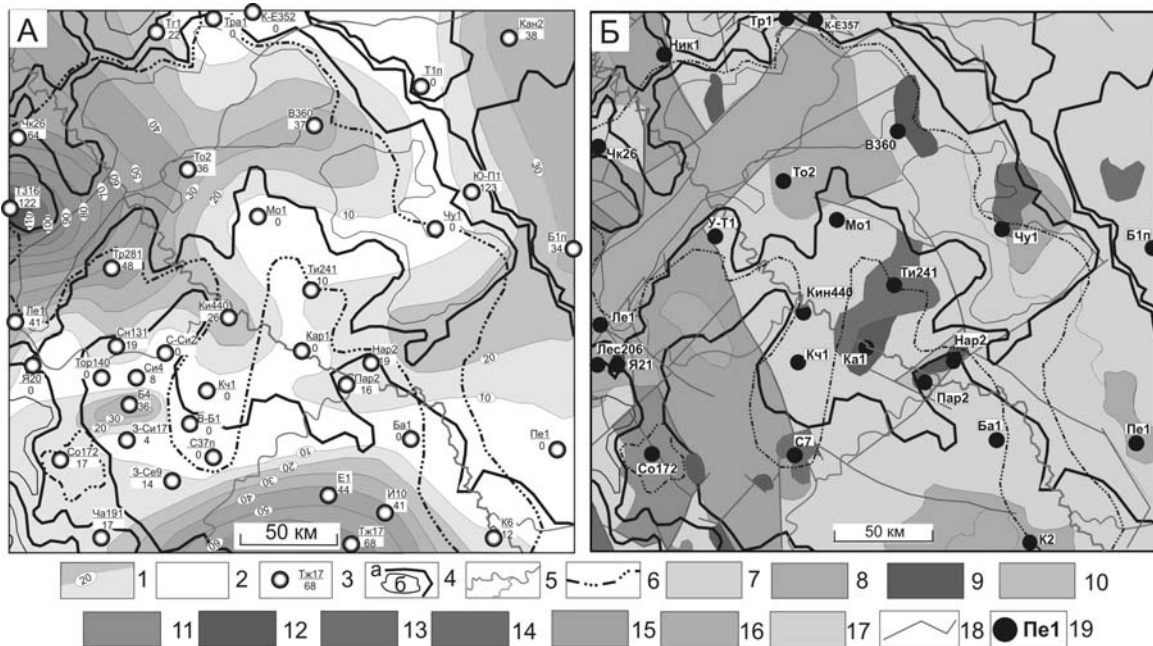


Рис. 1. Схематические карты распространения пород коры выветривания (на тектонической основе [3]) (А) и распространения петротипов пород фундамента [4] (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изопахиты отложений коры; 2 – зона отсутствия коры выветривания; 3 – скважина, использованная для построения карты изопахит: в числителе условный индекс, в знаменателе – мощность коры; 4 – структуры I (а) и II (б) порядка; 5 – речная сеть; 6 – граница зоны распространения тогурской свиты. К рисунку Б, фашии комплексов пород фундамента – 7-17: 7 – аспидная; 8 – базальтовая; 9 – базиты; 10 – глинисто-кремнистая; 11 – глинисто-сланцевая; 12 – гранодиориты; 13 – гранитоиды; 14 – карбонатная; 15 – терригенно-карбонатная; 16 – риолитовая; 17 – терригенная; 18 – тектонические нарушения; 19 – скважина, вскрывшая породы фундамента, ее условный индекс

Районирование резервуара зоны контакта и обсуждение результатов

С учетом распределения плотности ресурсов генерированной тогурской нефти [4] и распределения толщин коры выветривания построена схема распределения плотности тогурских нефтей с учетом качества коллекторов в резервуаре коры выветривания. Районирование проведено с учетом следующих факторов: плотность ресурсов генерированных тогурских нефтей, улучшенные ФЕС коллекторов и их мощность. На рис. 2, А видно, что район с наибольшей плотностью аккумулированных ресурсов протягивается широкой полосой с запада на восток, охватывая южные склоны Трайгородского мезавала, западную и центральную части Неготского мезопроггиба, северо-западный локальный участок Северо-Парабельской мегамоноклинали и, затем, значительно сужаясь, охватывает юго-восточный борт Неготского мезопроггиба и прилегающую зону сочленения с Пыжинским мезопроггибом и северным склоном Северо-Парабельской мегамоноклинали. Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет *участок 1*, который объединяет земли северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины.

В пределах этого участка расположена скважина Вертолетная 360 (В360), при бурении которой были вскрыты доюрские породы, но испытание на продуктивность в этой части разреза не проводилось (таблица).

Северный борт Неготского мезопроггиба и зона его сочленения с восточным склоном Трайгородского мезавала – перспективный *участок 2*. При «среднем» ка-

честве коллектора на этом участке отмечается высокое значение плотности ресурсов тогурских нефтей, а полученный приток УВ из интервала коры выветривания при испытании в скв. 26 Чкаловского месторождения (Чк26) подтверждает высокую перспективность этого участка.

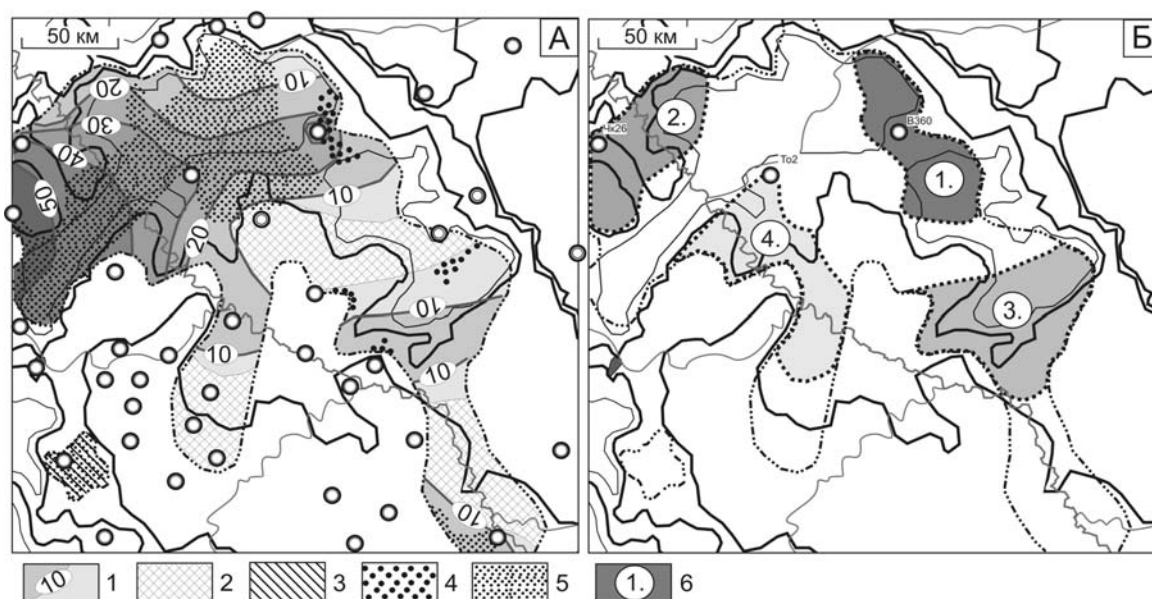


Рис. 2. Схема соотношения распределения плотности генерированных тогурских нефтей и качества коллекторов в резервуаре коры выветривания (А) и схема выделения первоочередных участков для поисков залежей углеводородов в отложениях коры выветривания (Б) Усть-Тымской мегавпадины. К рисунку А: 1 – изолинии плотности ресурсов генерированных нефтей, усл. ед.; 2 – зона отсутствия коры выветривания в пределах распространения тогурской свиты; 3 – зона отсутствия оценки плотности генерированных тогурских нефтей; 4 – зона коллекторов коры выветривания с улучшенными ФЕС; 5 – зоны коллекторов коры выветривания с неблагоприятными ФЕС. К рисунку Б: 6 – перспективный участок, номер ранжирования. Интенсивность закрашки площади участка пропорциональна степени перспективности земель

Сопоставление результатов районирования резервуара коры выветривания и данных по испытанию отложений зоны контакта глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины (* – ранжирование по степени перспективности)

Район, участок* (рис. 2, Б)	Ресурсы, усл. ед. / качество коллектора	Скважины, расположенные в районе	Результаты испытания			Нефте-проявления
			Пласт (объект)	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	
1	10–20 / улучшенные ФЕС	Вертолетная 360 (В360)	НГГЗК	Не испытывался	Не испытывался	–
2	20–50 / «средние» ФЕС	Чкаловская 26 (Чк26)	НГГЗК	50	Нефть конденсат, газ	–
3	10 / улучшенные ФЕС	–	–	–	–	–
4	10–20 / «средние» ФЕС	Толпаровская 2 (То2)	НГГЗК	–	–	В керне
За пределами распространения тогурской свиты	–	Никольская 3	НГГЗК	1,6	Вода	–

Перспективный *участок 3* тектонически приурочен к южному борту Пыжинского мезопрогиба. Однако о прямых признаках нефтенасыщения разреза на этом участке сведений в настоящее время нет.

Локальный *участок 4*, расположен в центральной части Северо-Парабельской мегамоноклинали и сопредельном южном врезе Усть-Тымской мегавпадины. При бурении скв. Толпаровская 2 (То2) из интервала коры выветривания был поднят керн с признаками нефтенасыщения, что подтверждает перспективность этого участка. Можно отметить, что резервуар коры выветривания, вскрытый в разрезе скважины Никольская 3 за пределами распространения нефтематеринской тогурской свиты, водоносен.

Выводы

В качестве первоочередного района поисков залежей нефти в резервуаре коры выветривания выделяется перспективная зона северо-восточного борта Усть-Тымской мегавпадины. Эта зона сочетает высокую плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Литература

1. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28–39.
2. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
4. Лобова Г.А., Искоркина А.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских резервуаров Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2015. – Т. 37. – № 1. – С. 3–20.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОДУКТИВНОСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Нгуен Хью Бинь, Ле Тхи Тхуи Линь

НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро», Вунг Тау, Вьетнам

Выявлены характеристики продуктивности залежи фундамента месторождения Белый Тигр, отражающие петрографическую неоднородность и блоковое тектоническое строение фундамента. По данным ГИС и испытаний для блоков фундамента построены прогностические зависимости «удельный дебит – пористость».

Введение

Месторождение Белый Тигр находится в Куылонгской впадине, которая распространяется вдоль побережья Южного Вьетнама (рис. 1). Продуктивными объектами месторождения являются кристаллический фундамент, стратиграфические комплексы отложений нижнего олигоцена, верхнего олигоцена и нижнего миоцена.

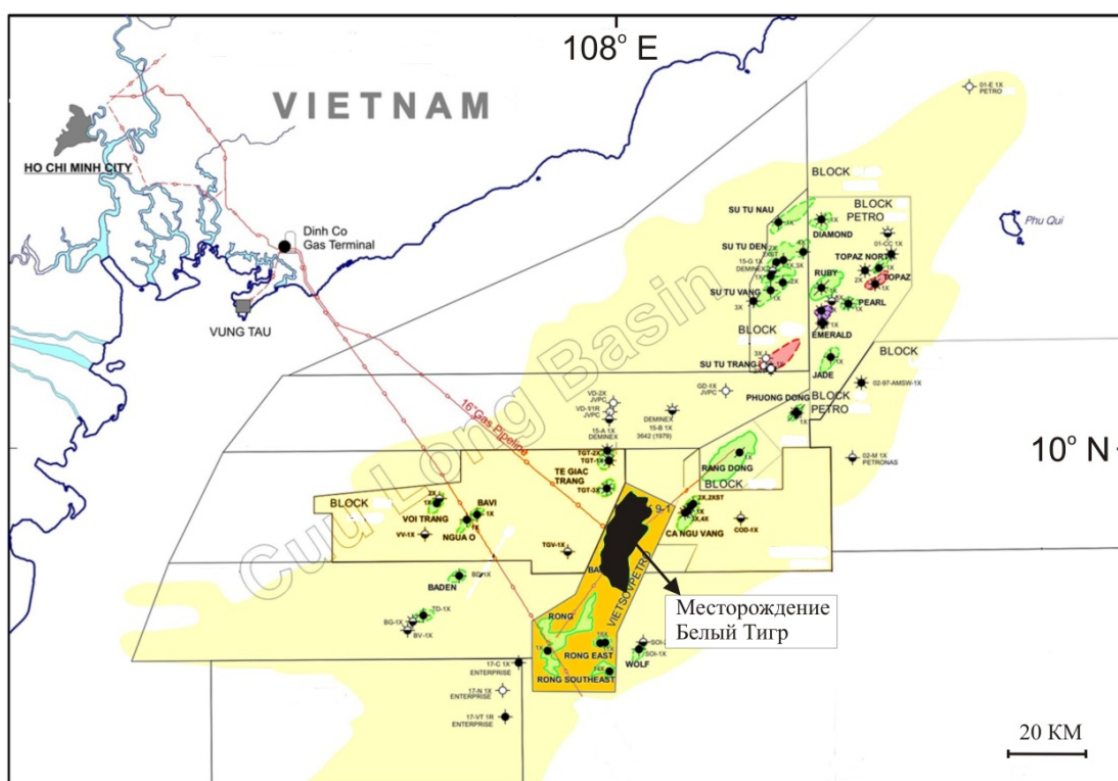


Рис. 1. Положение месторождения Белый Тигр на обзорной схеме Куылогской впадины (Cuu Long Basin)

Несмотря на то, что залежь фундамента месторождения Белый Тигр была введена в разработку в 1988 году и месторождение находится на поздней стадии разработки, на сегодняшний день залежь фундамента по-прежнему является основным объектом разработки, ее накопленная добыча составляет более 170 миллионов тонн нефти. Поэтому изучение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нетрадиционного объекта нефтеносности – залежи трещиноватых пород фундамента – является актуальным.

Энергетическая характеристика залежи кристаллических пород фундамента

Детализация фундамента на блоки осуществляется по геологическим, тектоническим и гидродинамическим особенностям пород [1]. На структурном плане (рис. 2) выявлены тектонические нарушения, которые играют роль как проницаемых каналов, так и экранов.

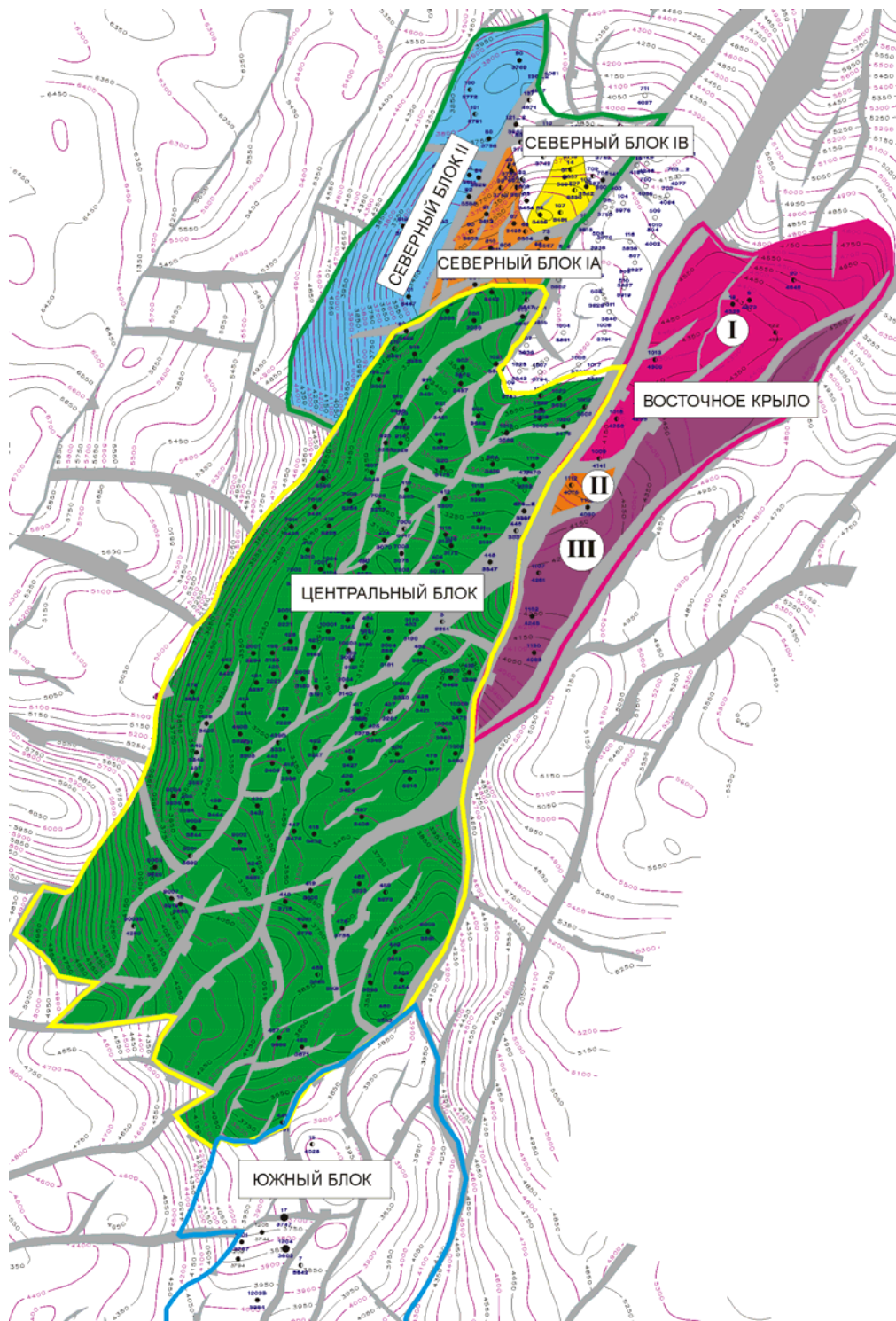


Рис. 2. Схема районирования фундамента на блоки по гидродинамическим особенностям

Характеристика изменения пластового давления в процессе разработки свидетельствует о том, что массивная залежь фундамента имеет блоковый характер. По этим данным, можно разделить резервуар фундамента на 4 блока, каждый из которых имеет индивидуальные гидродинамические свойства, представленные на рис. 3.

Необходимо отметить, что Центральный блок имеет наиболее выдержанные и стабильные гидродинамические свойства, сходный характер наблюдается в Северном блоке II. В Северном блоке I наблюдается 2-а вида изменения пластового давления, поэтому его можно разделить на 2-а подблока: IA и IB. Поскольку по Южному блоку нет данных измерения пластового давления, поэтому данный блок не фигурирует в этом рисунке.

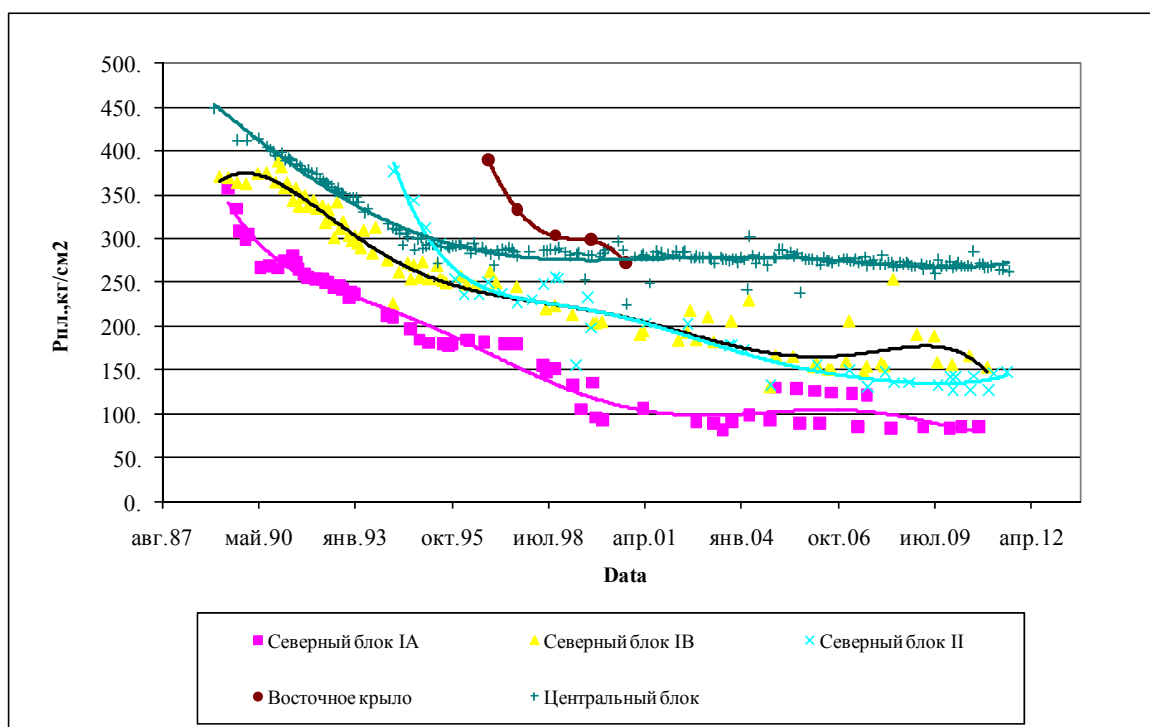


Рис. 3. Характеристика изменения пластового давления в геологических блоках фундамента месторождения Белый Тигр

Характер продуктивности коллекторов фундамента на месторождении Белый Тигр с детализацией по блокам

На основе кинематического и динамического анализа систем трещин установлено [2], что *дебиты* скважин тесно связаны с *проницаемостью*. Прямая связь удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента и проницаемости ($K_{пр}$), определенной по результатам гидродинамических исследований скважин, демонстрируется в работе [3].

На основе определения вторичной пористости по данным ГИС [4] и удельной продуктивности по данным каротажа продуктивности (PLT) для каждого блока было проведено построение зависимости проницаемости (удельной продуктивности) с параметрами пористости ($K_{п. об}$, $K_{пвт}$) – рисунки 4, 5, 6, 7.

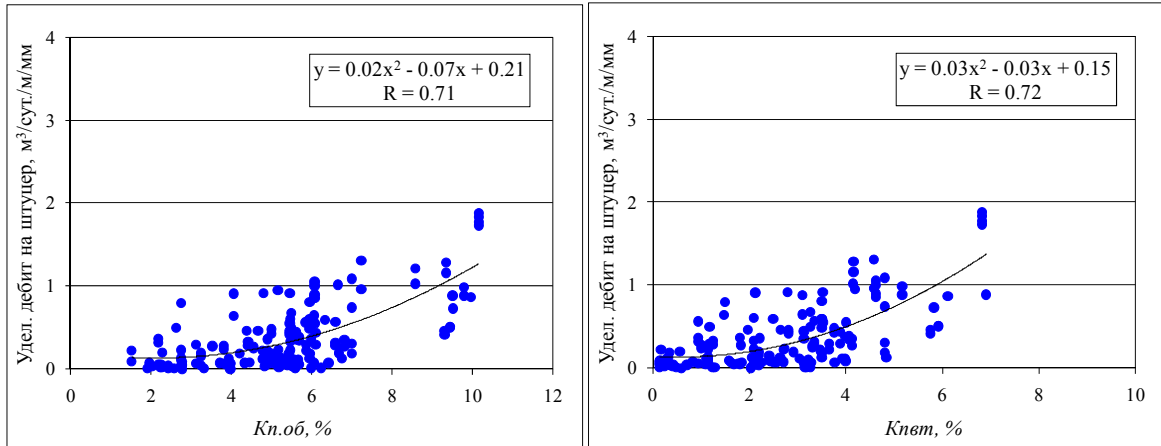


Рис. 4. Зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Центрального блока от параметров пористости $K_{n.ob}$, $K_{n.em}$

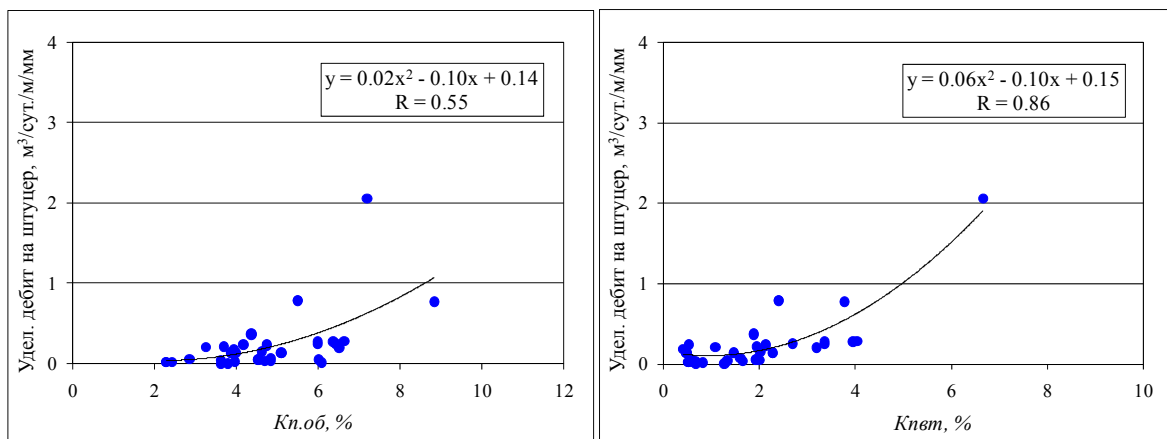


Рис. 5. Зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Северного блока от параметров пористости $K_{n.ob}$, $K_{n.em}$

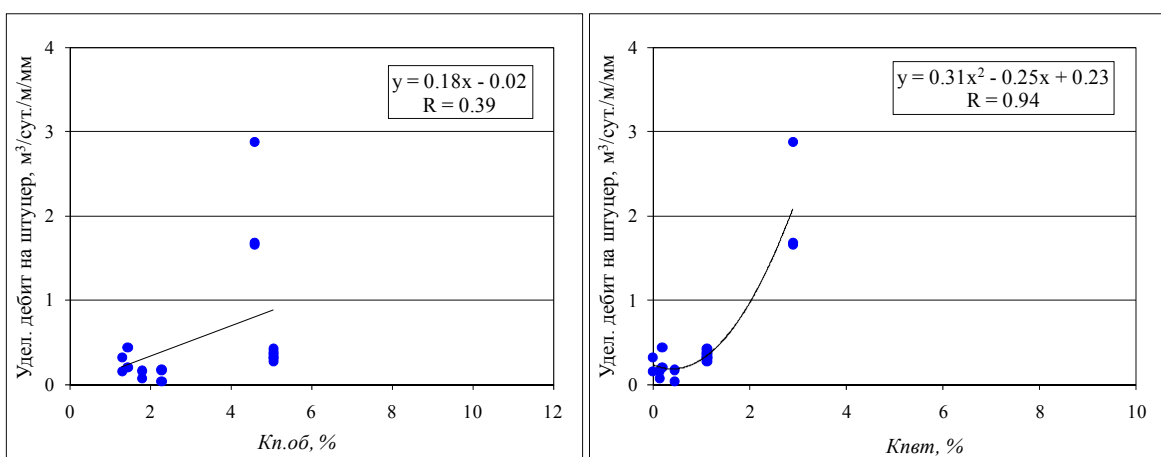


Рис. 6. Зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Южного блока от параметров пористости $K_{n.ob}$, $K_{n.em}$

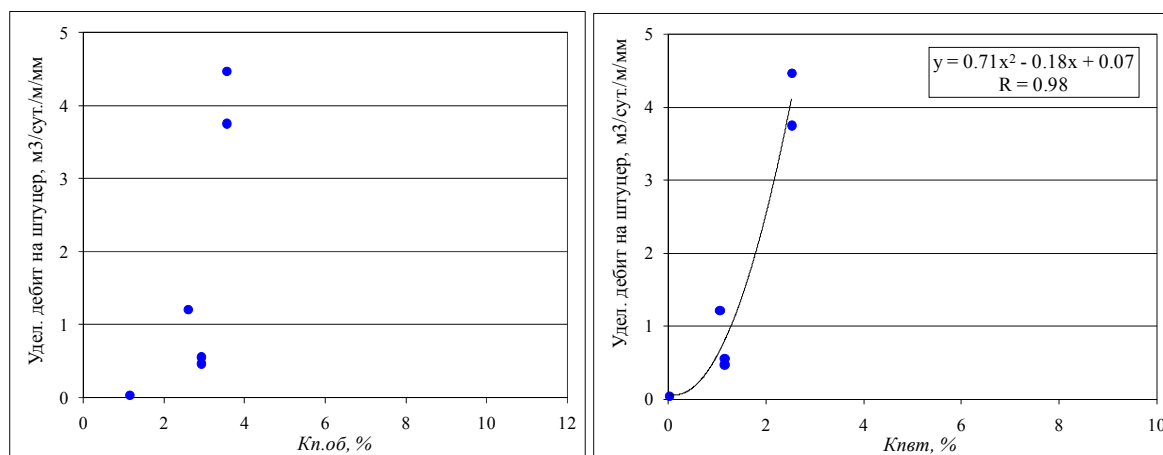


Рис. 7. Зависимости удельных дебитов (G) работающих интервалов в породах кристаллического фундамента Восточного крыла от параметров пористости $K_{п.об}$, $K_{пвт}$

Выводы

1. Низкие коэффициенты корреляции в зависимостях удельного дебита от общей пористости пород-коллекторов Северного и Южного блоков связаны, вероятно, со сложным минеральным составом, с многообразием петротипов пород, а также с неоднородностью переработки первичной матричной пористости вторичными процессами.

2. Некоторые работающие интервалы в Южном блоке и Восточном крыле имеют высокие значения удельного дебита, достигающего до $4,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{м}/\text{мм}$. Возможно, что эти высокие значения обуславливаются каналами трещиноватости.

3. Полученные зависимости удельного дебита от вторичной пористости пород-коллекторов фундамента Центрального и Северного блока имеют практическое значение. Зависимость для Центрального блока (рис. 4) предлагается использовать для прогноза (по данным ГИС) продуктивности пород-коллекторов фундамента. Зависимость удельного дебита от вторичной пористости для Северного блока (рис. 5) так же можно использовать в качестве прогностической.

Литература

1. Чан Ле Донг, Чан Ван Хой, Фунг Дак Хай, Хоанг Ван Куи, Северинов Е.В., Иванов А.Н. Особенность геологии и разработки залежи фундамента месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство – 2006. – № 6. – С.24–26.
2. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора // Геофизика. – 2008. – № 3. – С. 41–60.
3. Нгуен Х.Б., Исаев В.И. Продуктивность магматических коллекторов месторождения Белый Тигр // Каротажник. – 2013. – № 9. – С. 64–76.
4. Исаев В.И., Нгуен Х.Б. Пустотность нефтегазовых резервуаров кристаллического фундамента (по данным каротажа месторождения Белый Тигр) // Тихоокеанская геология. – 2013. – Т. 32 – № 4. – С. 14–23.

ФАКТОРЫ ГЕНЕЗИСА ПУСТОТНОСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

¹Нгуен Хыу Бинь, ²Исаев В.И.

¹НИПИморнефтегаз СП «Вьетсовпетро», Вунг Тау, Вьетнам

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия

Анализ тектоники, петротипов пород и данных каротажа выявил тектонические и эпигенетические факторы образования и интенсивности вторичной пустотности в кристаллических породах месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама).

Общая характеристика месторождения

Геологический разрез месторождения Белый Тигр представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и преимущественно терригенными породами осадочного чехла. Максимальная толщина вскрытых образований фундамента по вертикали достигает 1990м, осадочного чехла – 4740м.

Разрез осадочного чехла расчленен по литологическим, палинологическим и палеонтологическим признакам на свиты местной стратиграфической шкалы: Чаку (нижний олигоцен), Чатан (верхний олигоцен), Батьхо (нижний миоцен), Кошнон (средний миоцен), Донгнай (верхний миоцен) и Бьендонг (нерасчлененные плиоцен-четвертичные отложения). *Фундамент* представляет собой горстообразный батолит. Батолит состоит из трех сводов – Южного, Центрального, Северного и Восточного крыла, которые разбиты серией разломов (рис. 1).

В пределах Центрального свода, по данным изучения керна, распространены преимущественно граниты, в пределах Северного – биотитовые лейкократовые гранодиориты и адаметлиты при значительном содержании кварцевых монцонитов, кварцевых монцодиоритов и субщелочных диоритов, в пределах Южного – граниты, гранодиориты и кварцевые монцодиориты (рис. 2). По данным радиологических определений, абсолютный возраст кристаллических пород фундамента колеблется от 24±7 млн лет (поздний триас) до 89±3 млн лет (поздний мел).

Фундамент месторождения Белый Тигр и, в целом Кыулонгская впадина Зондского шельфа, подвергались многократному тектоническому воздействию. С конца мезозоя Зондский шельф представляет собой устойчивую континентальную плиту [1].

Залежи нефти установлены в породах фундамента, отложениях олигоценового и ранне-миоценового возраста. Выделяются 4-е объекта разработки – породы фундамента, отложения нижнего олигоцена, верхнего олигоцена и нижнего миоцена. Фундамент является главным объектом, имеющим высокую продуктивность и основные запасы.

Тектонический фактор

Месторождение Белый Тигр находится в сложной, в тектоническом отношении, центральной части Кыулонгского бассейна (рис. 3). С начала образования фундамента до среднего миоцена тектоническая деятельность Кыулонгского бассейна характеризуется различными фазами растяжения и сжатия.

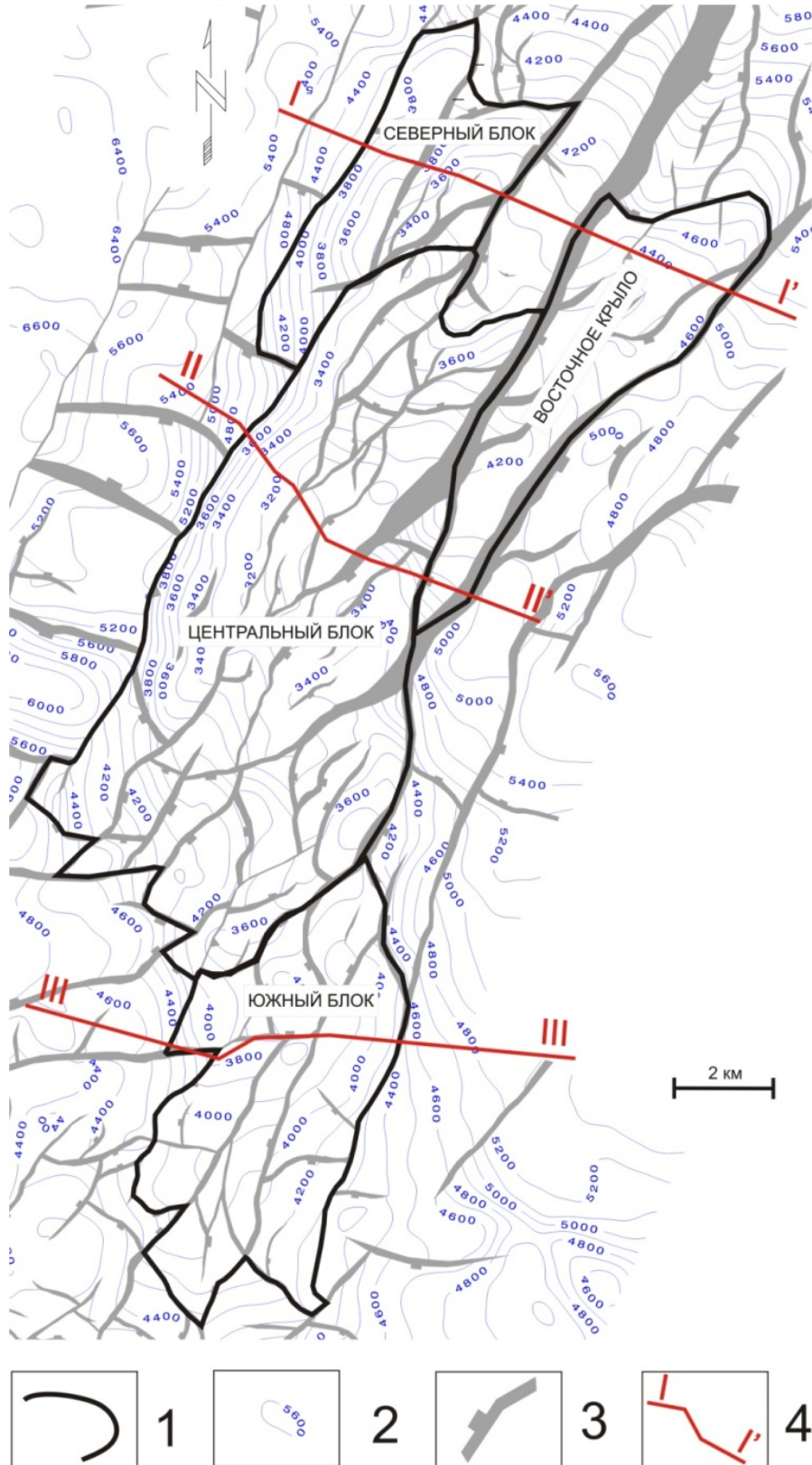


Рис. 1. Обзорная структурная карта кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 – граница геологического блока; 2 – изогипсы, м; 3 – тектоническое нарушение; 4 – линия геологического разреза

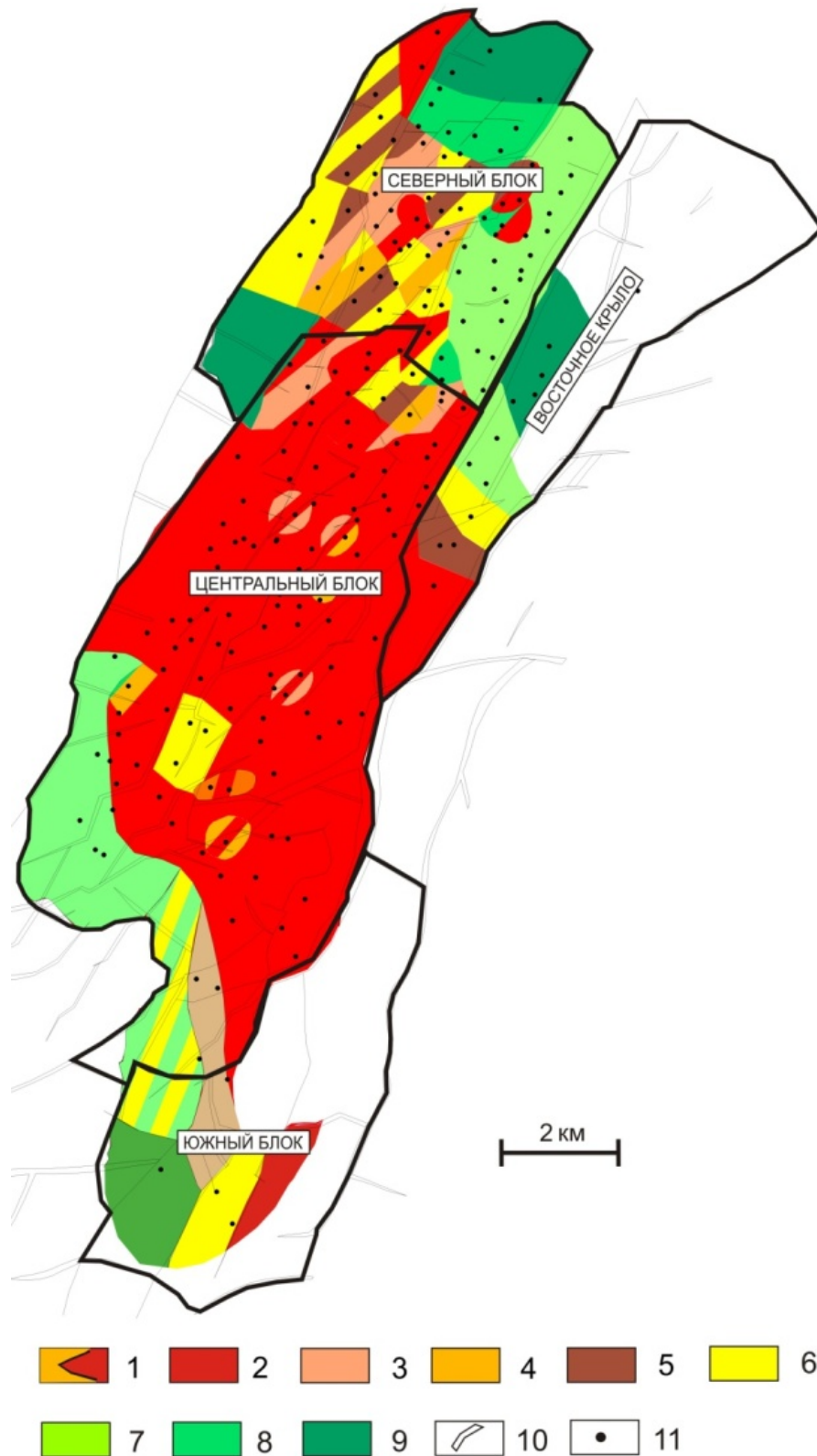


Рис. 2. Схема распространения петротипов пород кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 – граница геологического блока; 2 – граниты; 3 – адаметлит; 4 – кварцевые монзониты; 5 – гранодиориты; 6 – кварцевые биотитовые монцодиориты; 7 – кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты; 8 – кварцевые биотитовые диориты; 9 – амфибол-биотитовые диориты; 10 – тектоническое нарушение; 11 – скважина

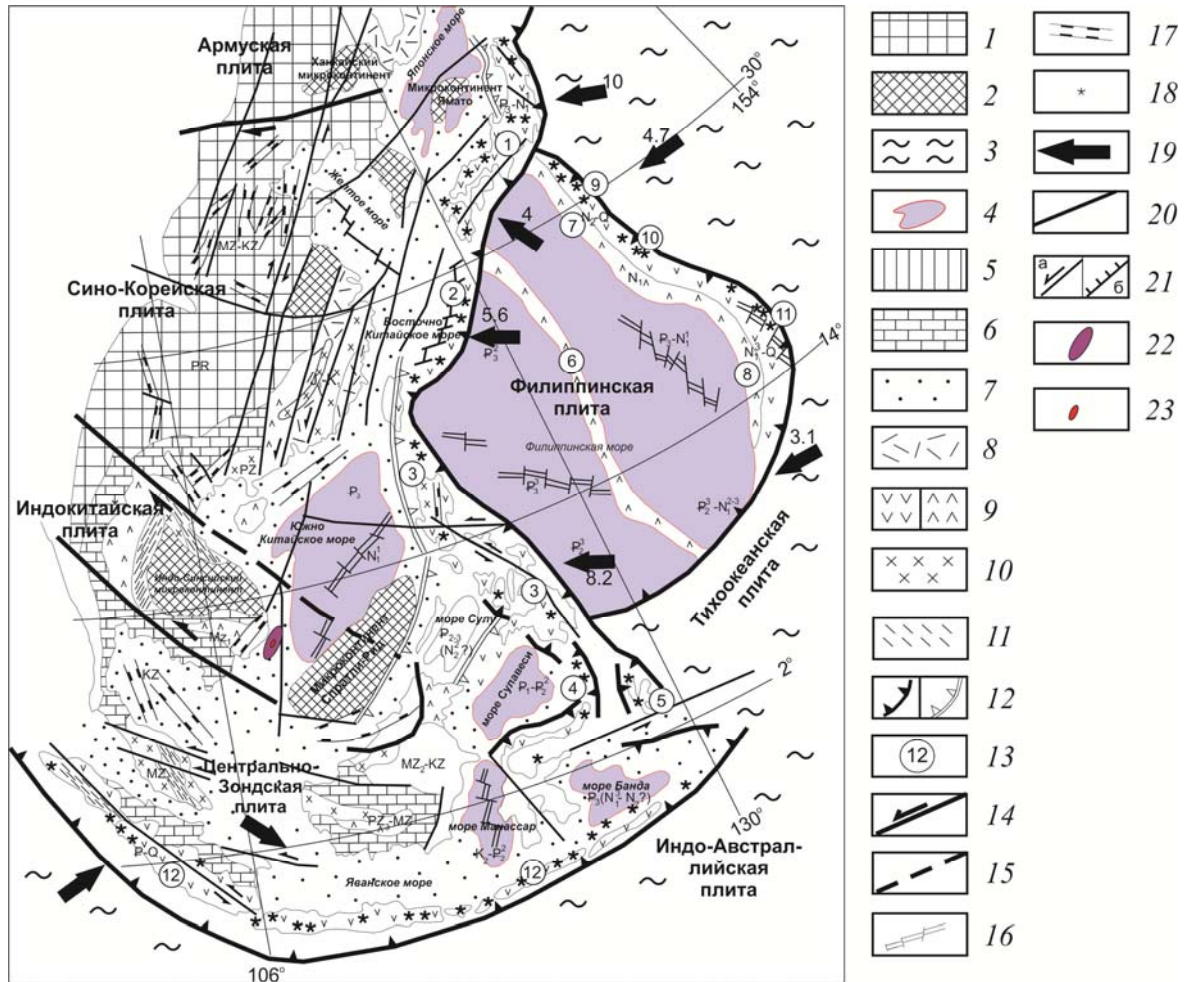


Рис. 3. Тектоническая схема Юго-Восточной Азии (с использованием [2]):
 1 – континентальные плиты; 2 – микроконтиненты; 3 – океанические плиты; 4 – контуры новообразованной в результате спрединга океанической коры окраинных морей; 5 – контуры захваченной океанической коры окраинного моря; 6 – древние шельфы; 7 – современные шельфы; 8 – окраинно-континентальные вулканические пояса; 9 – островодужные вулканы; 10 – коллизионные гранитоиды; 11 – складчатые комплексы; 12 – зоны субдукции: а) активные (конвергентные границы плит), б) неактивные; 13 – номера современных островных дуг; 14 – трансформные границы плит и микроплит; 15 – нечеткие границы плит и микроплит, проводимые по зонам рассеянной сейсмичности; 16 – активные (современные) зоны спрединга; 17 – крупные рифты; 18 – современный вулканизм; 19 – направление движения плит (цифры – скорость субдукции, см/год); 20 – разломы; 21 – сдвиги (а), надвиги (б); 22 – Кылонгский бассейн; 23 – месторождение Белый Тигр

В результате столкновения Индостанской плиты и Евразийской (в позднем олигоцене) Индостанская плита движется к юго-востоку. Вследствие этого возникло сжимающее тектоническое напряжение с эпицентром на северо-западе Кылуонгского бассейна. Были образованы ряд взбросов в Центральном поднятии в направлении с северо-востока на юго-запад. Главная фаза сжатия в позднем олигоцене имеет важное значение как в процессе образования пустотности так и образования залежи нефти в фундаменте [3].

Зона тектонического сжимающего напряжения подтверждены в обнажениях вдоль побережья Южного Вьетнама. Система взбросов с большой амплитудой четко выявлена по данным сейсморазведки на западном крыле месторождения Белый Тигр (рис. 4).

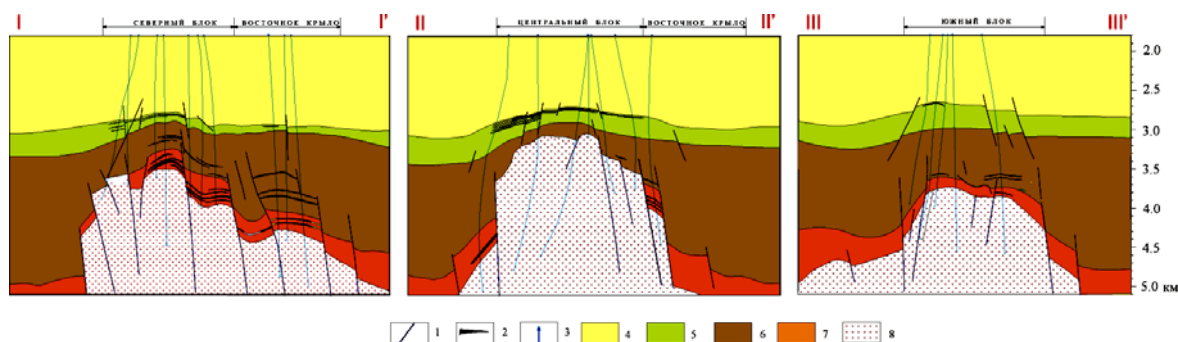


Рис. 4. Поперечные геологические разрезы по линии I-I'; II-II' и III-III' (рис. 1) через Северный, Центральный и Южный блоки: 1 – тектоническое нарушение; 2 – залежь нефти в осадочном чехле; 3 – траектория скважины; 4 – нерасчлененные отложения; 5 – отложения нижнего миоцена; 6 – отложения верхнего олигоцена; 7 – отложения нижнего олигоцена; 8 – залежь кристаллического фундамента

Тектоническая фаза сжатия в позднем олигоцене оказала дифференциальное влияние на процесс образования пустотности фундамента месторождения Белый Тигр. Наибольшее влияние тектонического фактора сказывается на породах Центрального и Северного блоков, где фундамент взброшен до 2 км.

Результаты интерпретации данных каротажа показывают, что Центральный и Северный блоки имеют наибольшую вторичную пористость. В меньшей степени влияет тектонический фактор на породы Южного блока, где вторичная пористость умеренно низкая. Восточное крыло оказывается меньше всего подвергнуто тектоническому воздействию и имеет самую низкую вторичную пористость.

Петротипы и емкостные свойства пород кристаллического фундамента

Более высокие емкостные свойства кислых изверженных пород по сравнению с менее кислыми и средними породами обусловлены петрографическими факторами. По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин [4] было установлено дифференциальное распределение емкостного свойства по геологическим блокам (рис. 5), которое соответствует распространению петротипов (рис. 2).

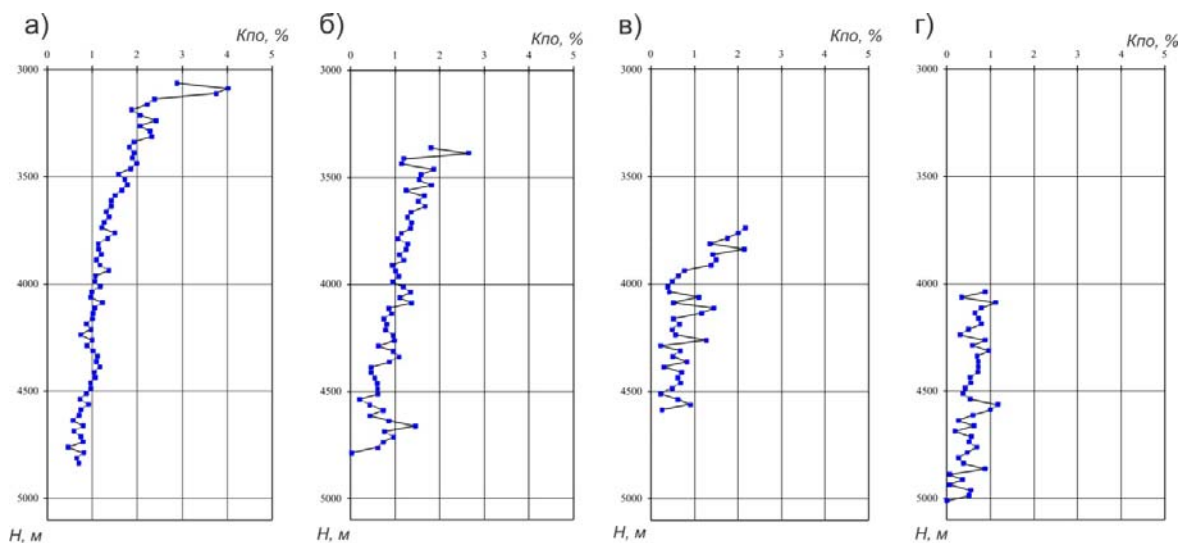


Рис. 5. Изменение вторичной пористости пород-коллекторов фундамента месторождения Белый Тигр от глубины: а) Центральный блок; б) Северный блок; в) Южный блок; г) Восточное крыло

По построенной зависимости вторичной пористости от глубины в Центральном блоке наблюдается «гладкое» изменение (уменьшение) вторичной пористости с глубиной, которое, вероятно, обусловлено однородностью петротипа (гранитов) в этом блоке. Повышенная вторичная пористость в верхней части фундамента является следствием главного тектонического фактора образования пустотности в фундаменте. Характер изменения вторичной пористости с глубиной в Северном, Южном блоках и Восточном крыле более сложный.

Заключение

Выявлена устойчивая закономерность изменения (уменьшения) с глубиной пористости пород-коллекторов фундамента. Вероятно, что главным фактором, обуславливающим образование вторичной пустотности в породах фундамента, является тектонический, который с глубиной уменьшает свое влияние. Наибольшее влияние тектонического фактора сказывается на породах Центрального и Северного блоков, непосредственно прилегающих к эпицентрам олигоценового тектонического сжатия. Важным фактором, обуславливающим характер распределения пористости, является распределение петротипов пород.

Литература

1. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А., Шан Н.Т. Модель геодинамического развития континентального шельфа юга СРВ // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 8. – С. 15–17.
2. Игнатова В.А. Сравнение геодинамических моделей и нефтегазоносности бассейнов Дальнего Востока России и Юго-Восточной Азии // Тихоокеанская геология. – 2010. – Т. 29. – № 2. – С. 27–42.
3. Ngô Thường San, Cù Minh Hoàng. Kiến tạo Mezo-Kainozoi và sự hình thành tầng chứa móng nứt nẻ bể Cửu Long. // Tạp chí dầu khí. – 2009. – Số 3. – Tr. 15–21.
4. Нгуен Х.Б., Исаев В.И. Геофизические исследования скважин при изучении коллекторов в кристаллическом фундаменте месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 3. – С. 131–145.

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НЕФТЕНОСНОСТЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Номоконова Г.Г.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Излагаются закономерности и причины аномального отображения баженовской свиты в результатах геофизических исследований скважин, геофизические признаки ее нефтеносности. Установлено, что геофизическая характеристика баженовской свиты является показателем нефтеносности разреза в целом.

Введение

В настоящее время баженовская свита (БС), пожалуй, самое изучаемое и упоминаемое в научной литературе геологическое образование. К перечню очень важных функций-определений БС, нефтематеринская порода, региональная покрывка, геофизический репер, добавилась еще более важная – «сланцевая нефть». По запасам этого полезного ископаемого баженовская свита опережает своего геолого-геофизического аналога – формацию Баккен, но отстает по реализации этих запасов. Судя по мировому опыту, проблема извлечения нефти из низкопроницаемых пород может быть решена чисто технологически. Поиски же «аномальных разрезов» БС лишь отвлекли от решения основной проблемы – выявления признаков нефтеносности баженовской свиты.

Цель исследований – формирование признаков нефтеносности баженовской свиты на основе анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС). Объекты исследования – нефтяные многопластовые месторождения Нижневартовского и Сургутского сводов, а также месторождения юго-востока Западной Сибири (Томская область). Методы исследования – стандартный современный комплекс методов ГИС: гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ), метод самопроизвольной поляризации (ПС) и индукционный каротаж в модификации ВИКИЗ (ИК1, ИК2, ..., ИК5), плотностной каротаж (ГГК).

Выявлены следующие закономерности геофизической характеристики и нефтеносности баженовской свиты

1. Баженовская свита – это уникальная геофизическая (и геохимическая) аномалия. Высокая естественная радиоактивность ГК преимущественно урановой природы (при пониженных содержаниях тория и калия), высокое удельное электрическое сопротивление (УЭС), расхождение показаний разноглубинных зондов ВИКИЗ при практически непроницаемых породах – такое сочетание физических параметров уникально, возможно, не только для Западной Сибири. Причина – как сложность состава пород свиты – кероген-карбонатно-глинисто-кремнистый, так и уникальные условия образования (преобразования) БС, приведших к содержаниям урана на уровне промышленных и потенциальной нефтенасыщенности пород свиты. Еще два параметра – плотность ГГК и показания нейтронного каротажа НКТ, по которым БС выделяется среди вмещающих пород, являются показателями конкретных разрезов баженовской свиты (рис. 1, 2, табл. 1, 2).

Лабораторные исследования состава и физических параметров БС многочисленны и опубликованы. Наиболее информативными в этом плане являются работы ОАО «Сургутнефтегаз» и ТО «СургутНИПИнефть» (Сонич и др., 1997), по матери-

алам которых мы рассчитали для *БС* ранговые коэффициенты корреляции (ρ) в системе «компоненты породы – физические параметры» (табл. 1).

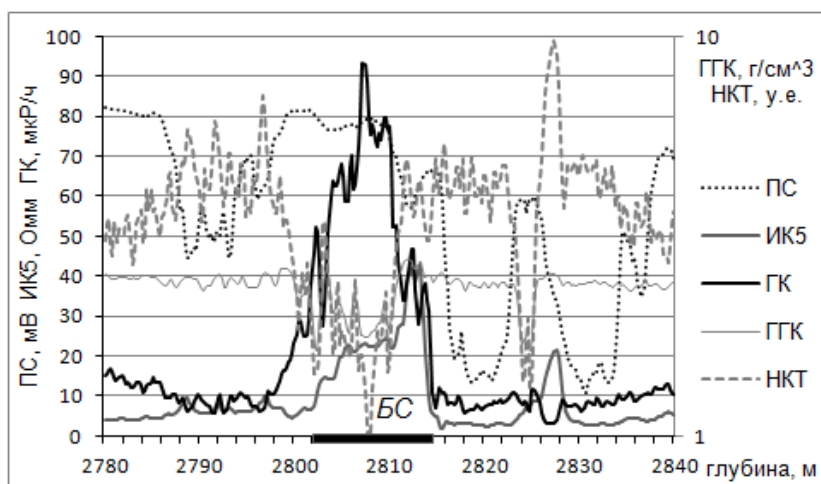


Рис. 1. Геофизическая характеристика баженовской свиты (*БС*) в непродуктивном разрезе нефтяного месторождения Самотлор ($P^* = 0$, табл. 1)

Таблица 1

Значения рангового коэффициента корреляции Спирмена (ρ) между содержанием компонентов баженовской свиты и ее физическими свойствами

Физический параметр (показания метода ГИС)	Компонент породы				
	глинистый	кремнистый	карбонатный	кероген	нефть
Плотность (ГПК)	0,12	-0,48	0,34	-0,6	-0,56
Радиоактивность (ГК) (НКТ)	0,40	0,44	0,08	0,96	0,8
УЭС (ВИКИЗ)	-0,48	-0,58	0,32	-0,82	-0,72
УЭС (ВИКИЗ)	-0,28	0,04	0,74	0,4	0,72

Из анализа данных табл. 1 можно заключить: а) наиболее связаны между собой *кероген* и *нефть* и именно они, судя по величинам ρ , преимущественно отражаются в данных комплекса ГИС, особенно в ГК; тесная связь в системе «кероген-нефть», во-первых, подтверждает нефтематеринские свойства *БС* и, во-вторых, затрудняет решение вопроса о нефтенасыщенности *БС* по данным ГИС хотя задача оценки потенциальной нефтенасыщенности *БС* решается уверенно; б) для всех методов ГИС, кроме метода сопротивления (УЭС, ВИКИЗ), теснота связи с керогеном выше, чем с нефтенасыщенностью, то есть связи геофизических параметров с нефтью могут быть в значительной мере косвенные; в) методы сопротивления, в нашем случае ВИКИЗ, приоритетно отображает именно нефтенасыщенность *БС*, несмотря на гидрофобные свойства керогена, а также содержание в породе карбонатного материала (близкие значения ρ). Последнее вносит неоднозначность в интерпретацию методов сопротивления ГИС.

2. Нефтеобразование и гидротермальная карбонатизация – основные процессы формирования геофизического облика баженовской свиты. Карбонатизированные породы широко развиты в разрезах месторождений углеводородов Западной Сибири. Так называемые «плотняки» выделяются в данных ГИС глубокими отрицательными аномалиями ГК и интенсивными положительными – УЭС и показаний НКТ. Пример такой аномалии ГИС имеет место в разрезе на глубине 2883,6 м, за

пределами *БС* (рис. 2). Отметим, что породы *БС* и карбонаты резко различаются по знаку градиента УЭС при увеличении глубинности зондов. В разрезе *БС* можно выделить несколько пиков показаний *ИК1*, совпадающих с локальными повышениями *НКТ*.

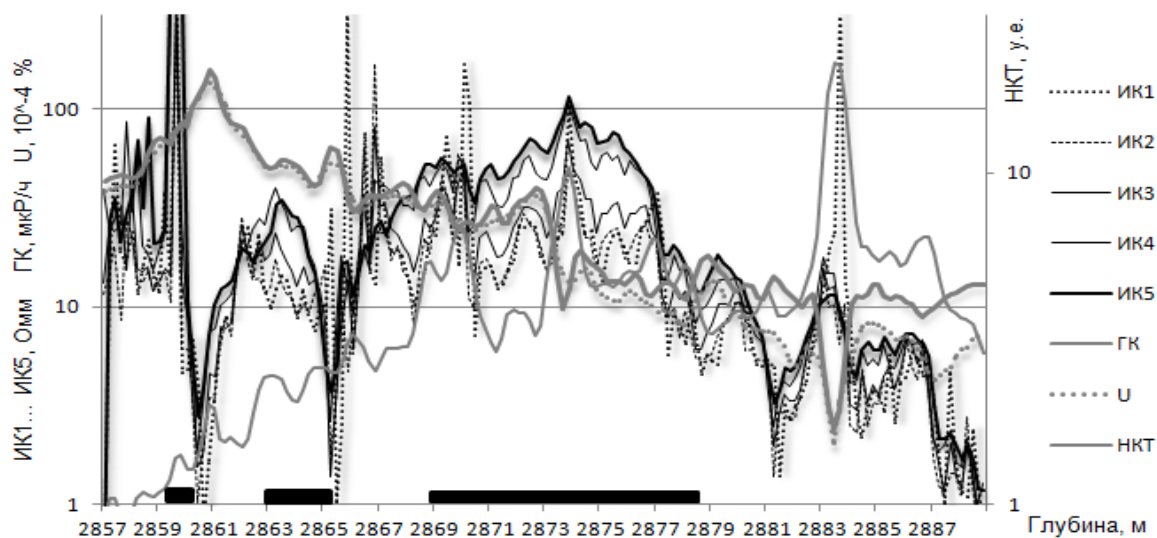


Рис. 2. Баженовская свита (до глубины 2879 м) в показаниях методов ГИС на нефтяном месторождении «К» Сургутского свода. Продуктивный разрез

В пользу гидротермальной природы карбонатных пластов в пределах баженовской свиты говорят следующие факты.

В первую очередь следует учесть, что природа ГК в *БС* – урановая, что хорошо видно на рис. 2, где кривые ГК и содержания *U* практически совпадают, а концентрации урана в *БС* – на уровне концентраций на урановых месторождениях. Уран – один из самых подвижных элементов в гидротермальном процессе (Номоконова, Колмаков, 2013). Именно уран связан наиболее тесными корреляционными связями с остальными геофизическими параметрами *БС*, опережая в этом качестве ГК.

Во многих разрезах, в том числе, представленном на рис. 2, наблюдаются типичные «аномалия перераспределения» урана (ГК) выше карбонатных прослоев, например, на интервале 2872–2874 м. Это перераспределение происходит на фоне уже пониженной радиоактивности, вызванной самим процессом образования нефти из керогена (уран связан с керогеном, а не нефтью, табл. 1) и миграцией урана в более высокие глинистые горизонты *БС*. Все это создает картину ступенчатого повышения ГК (*U*) от подошвы к кровле баженовской свиты, согласующегося с понижением в этом направлении показаний ВИКИЗ (УЭС) и НКТ. В результате этих процессов возникло уникальное пространственное соотношение (сдвинутость) аномалий базовых свойств баженовской свиты: аномалия ГК (*U*) сдвинута к кровле, а аномалия УЭС – к подошве баженовской свиты.

3. Нефтеносность баженовской свиты и разреза в целом взаимосвязаны и отражается в геофизической характеристике баженовской свиты. На разрезе рис. 2 отмечены три интервала баженовской свиты, которые по совокупности геофизических признаков могут быть нефтеносны. С учетом более вероятного образования вторичной пористости в относительно упругих кероген-карбонатных породах, вторичное вскрытие *БС* (пласт Ю₀) произведено в интервале 2869–2879 м, откуда получен приток нефти. Этот интервал *БС* характеризуется: высокими значениями УЭС (показаниями ВИКИЗ), умеренной и пониженной радиоактивностью (ГК, *U*),

проявлениями послойной и рассеянной карбонатизации, отражающейся в показаниях НКТ, ГГК и ВИКИЗ, но с преобладанием аномалий ВИКИЗ «керогенного типа». Это и есть геофизические признаки нефтеносности самой баженовской свиты.

Кроме того, признаками нефтеносности БС являются уже отмеченное связанное смещение аномалий ГК и УЭС, а также резкое нарушение корреляционных зависимостей УЭС с остальными геофизическими параметрами.

Нефтеносность разреза многопластового месторождения в целом оценивалась по параметру P^* – суммарной линейной продуктивности, равный сумме произведений мощности пластов (пропластков), их коэффициентов пористости и нефтенасыщенности (табл. 2).

Таблица 2

Медианные значения геофизических параметров пород одновозрастных интервалов разрезов разной продуктивности (P^) на месторождении Самотлор*

Интервал разреза:	$P^*_1 = 0$ (рис.1)			$P^*_2 = 15691 \text{ м}^*(\%)^2$			$P^*_3 = 80473 \text{ м}^*(\%)^2$		
	ГГК	НКТ	ГК	ГГК	НКТ	ГК	ГГК	НКТ	ГК
пластов А	2,23	2,53	8,2	2,33	2,85	6,9	2,37	2,89	9,1
пластов Б	2,35	3,37	10,2	2,45	3,47	7,6	2,43	3,71	10,1
БС	2,15	2,19	52,3	2,39	2,56	39,6	2,24	3,14	38,4
пластов Ю ₁	2,4	3,95	10,0	2,51	4,09	7,2	2,45	4,36	10,4

Если применить вышеназванные признаки нефтеносности к БС месторождения Самотлор (рис.1, табл.2), добавив данные о более высоких (в сравнении с первым разрезом, рис.1) показаниях ВИКИЗ во втором и, особенно в третьем (до 1000 Ом) разрезах, то следует заключить, что прогнозная нефтеносность БС растет от первого разреза к третьему. Равно как и в этом направлении растет интенсивность карбонатизации пород БС, причем в разрезе 3 соотношение НКТ и ГК лучше, как это имеет место в продуктивных разрезах БС (Парубенко, 2014).

Поскольку разрезы Самотлора были выбраны не по особенностям БС, а по продуктивности разрезов в целом, нефтеносность БС и всего разреза взаимосвязаны, а физическая характеристика баженовской свиты является показателем продуктивности разреза в целом.

Заключение

В данных табл. 2 прослеживается еще одна закономерность. Кроме согласованности пластов разреза и БС по нефтенасыщенности, которую можно как то объяснить нефтематеринскими свойствами БС, отображением их в данных ГИС и миграцией нефти из БС в неокомскую и верхнеюрскую части разреза, наблюдается однотипная согласованность разрезов и по геофизическим параметрам, отражающим в первую очередь карбонатизацию пород. Например, по параметру НКТ. Во всех интервалах разрезов значения показаний НКТ возрастают в порядке возрастающей продуктивности разреза, то есть и для разрезов в целом также наблюдается взаимосвязь, скорее всего парагенетическая, нефтеносности и карбонатизации.

С помощью какой из существующих теорий или гипотез формирования месторождений углеводородов можно объяснить вертикальную согласованность петрофизических параметров при горизонтально слоистом разрезе?

НОРМАЛИЗАЦИЯ КРИВЫХ КАК ИНСТРУМЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИИ ИЗ СТАНДАРТНОГО КОМПЛЕКСА ГИС В УСЛОВИЯХ БИТУМИНИЗАЦИИ РАЗРЕЗА

Окс Л.С., Посысов А.А.

ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», Краснодар

Рассмотрено два типа нормализации, которые могут быть использованы для выделения битуминозных интервалов и оценки их свойств в условиях ограниченного комплекса геофизических исследований скважин.

Ведение

В настоящее время в нефтегазовой отрасли наблюдается рост интереса к нетрадиционным коллекторам, в том числе – к битуминозным разностям.

При изучении таких отложений перед исследователем стоят следующие задачи: выделение битуминозных интервалов; оценка степени их битуминозности (ТОС); выделение возможных интервалов притока.

Возможности решения поставленных задач зачастую ограничены тем, что на многих месторождениях стратиграфические горизонты, содержащие битуминозные пачки, являлись «проходными» при бурении на нижележащие отложения и их исследования зачастую включали в себя только стандартный комплекс ГИС для решения геологических задач. Комплекс исследований старых скважин также редко бывает достаточным даже в целевых интервалах. Для извлечения дополнительной информации из ограниченного комплекса ГИС может быть использована нормализация кривых [1]. Рассмотрим ее применение на различных этапах исследования битуминозных отложений.

Наиболее простым способом выделения битуминозных интервалов, радиоактивность которых связана с элементами ряда распада урана, на фоне чистых пластов и глинистых пород, радиоактивность которых преимущественно с элементами ряда распада тория и изотопом ^{40}K , является использование кривых спектрометрического гамма-каротажа (СГК) – урана (U), тория (Th) и калия (K) [1, 2]. Однако в стандартный комплекс ГИС для решения геологических задач этот метод не входит. В комплекс детальных исследований его также включают далеко не всегда. Поэтому возникла необходимость разделения кривой общей естественной радиоактивности на урановую и торий-калиевую составляющие.

Методика нормализации кривых

Одним из путей решения поставленной задачи является нормализация кривых. Базовой при этом выступает величина двойного разностного параметра ГК. Его использование вместо самой кривой естественной радиоактивности обусловлено как тем, что переход от абсолютного к относительному параметру позволяет устранить технологическую погрешность, связанную с разными типами приборов, состоянием ствола скважины, обсадной колонной и т. д., так и с тем, что именно двойной разностный параметр применяется для большинства количественных оценок.

В качестве нормализуемой выступает кривая одного из каротажей пористости. В большинстве работ предпочтение отдается интервальному времени. Однако стоит отметить, что на показания акустического каротажа большое влияние оказывает трещиноватость пород, и, следовательно, при его использовании в трещиноватых

интервалах могут быть получены ошибочные результаты. Кривые нейтронных методов в этом отношении более стабильны, поэтому в нашей работе в качестве нормализуемой использовалась кривая НГК или кривая водородосодержания (W) с поправкой за естественный гамма-фон.

Нормализация проводится по пластам чистых глин и плотным интервалам так, чтобы кривые $\alpha_{ГК}$ и $W_{норм}$ в них совпадали. Тогда в битуминозных интервалах будет наблюдаться приращение $\alpha_{ГК}$ над $W_{норм}$ за счет того, что радиоактивность битумов значительно выше, чем глин. В небитуминозных пластах может наблюдаться превышение $W_{норм}$ над $\alpha_{ГК}$ за счет влияния пористости, что может служить качественным признаком для выделения гранулярных коллекторов.

Чувствительность нормализованной кривой к глинам близка к таковой для $\alpha_{ГК}$, т. е. в битуминозных интервалах можно принять $\alpha_{Th+K} \approx W_{норм}$. Величина приращения $\alpha_{ГК}$ над $W_{норм}$ ($kU = \alpha_{ГК} - W_{норм}$) будет отображать степень битуминозности пород на качественном уровне. В чистых плотных пластах и в пластах глин $\alpha_{Th+K} \approx W_{норм} \approx \alpha_{ГК}$, а $kU \approx 0$. В пористых пластах $\alpha_{Th+K} = \alpha_{ГК}$.

Приведенная методика имеет ряд ограничений: необходимо наличие в разрезе двух выдержанных по площади и по свойствам опорных пластов; состав и свойства глин по разрезу должны соответствовать параметрам опорных глин (вариации свойств плотных пластов не столь существенны); в случаях, когда скелет породы не является мономинеральным, в кривую пористости до нормализации должны быть введены поправки за литологию; в пластах с низкой битуминозностью и значительной пористостью возможны ошибки в интерпретации данных (пласт охарактеризован как глинистый, небитуминозный).

Верификация методики

Предложенный подход был верифицирован в скважинах, исследованных как методами ГК и НГК (НК), так и СГК. Проведено сопоставление кривой $\alpha_{ГК}$ и α_{ThK} (рис. 1). Показано, что основной тренд, близкий к линии равных значений, соответствует глинистости пород. Точки, лежащие в области ниже, соответствуют битуминизированным известнякам, а лежащие правее основного поля значений, – битуминозным аргиллитам.

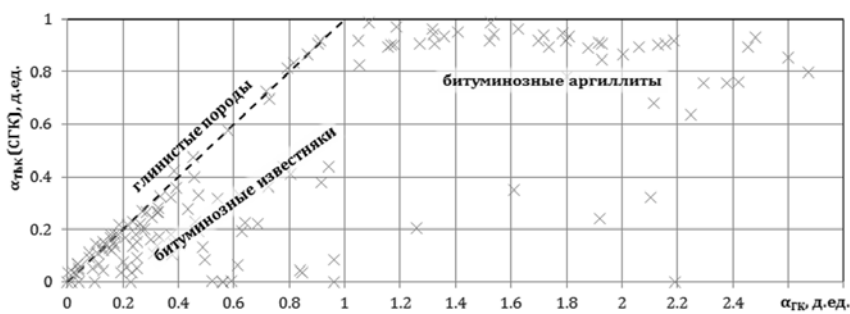


Рис. 1. Сопоставление двойных разностных параметров

Сопоставление расчетных и записанных кривых (рис. 2) показало возможность получения зависимости $U = f(kU)$, позволяющей синтезировать кривую урана из результатов нормализации, которая, в свою очередь, может быть использована для выделения интервалов битуминозности.

Для оценки общего содержания органического углерода (ТОС) в литературе предложено два основных подхода. Первый из них принадлежит Пасси [3] и осно-

ван на нормализации показаний одного из методов пористости на логарифм кажущегося сопротивления по пластам глин. Расхождения базовой и нормализованной кривых $\Delta \log R$ в битуминозных интервалах, в свою очередь связано с ТОС и уровнем зрелости углеводородов (ЛОМ) выражением:

$$TOC = (\Delta \log R) \cdot 10^{2,297 - 0,1688 \cdot LOM}$$

Достоинством данной методики можно назвать универсальность. К недостаткам и ограничениям можно отнести то, что: состав и свойства глин по разрезу должны соответствовать параметрам опорных глин; в случаях, когда скелет породы не является мономинеральным, в кривую пористости до нормализации должны быть введены поправки за литологию; кривые $\log R$ и нормализованная будут расходиться не только в битуминозных интервалах, но и в интервалах нефтенасыщенных коллекторов и в плотных пластах. Как следствие, методика применима только в уже выделенных битуминозных интервалах; необходима информация о степени зрелости углеводородов, которую рекомендуется определять по данным специальных исследований, но можно и предположить из геологической истории региона; следует учитывать различия в вертикальной разрешающей способности для каротажей пористости и электрометрии, чтобы избежать ложных выбросов.

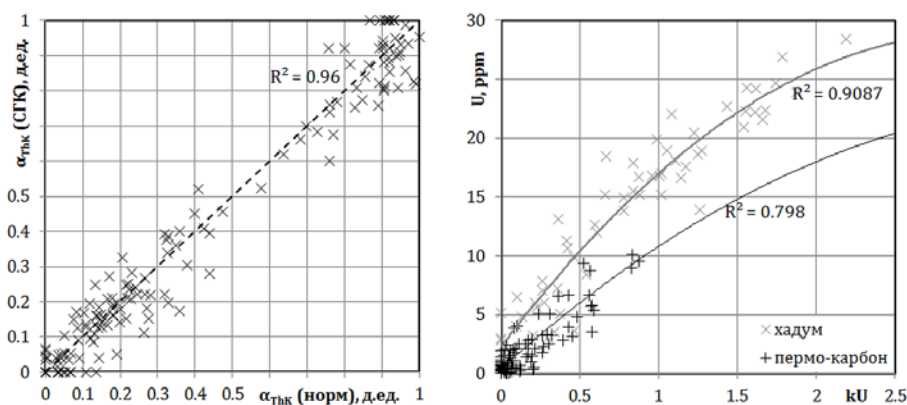


Рис. 2. Сопоставление расчетных и записанных кривых

Второй подход к оценке общего содержания углерода основан на построении зависимости ТОС, определенного по керну, от содержания урана для конкретных отложений [2]. Такой подход хорош для изученных залежей, но мало применим на начальных стадиях исследования.

Учитывая, что данные исследований керна ограничены, а нормализация методов пористости и электрометрии не может быть проведена по всему фонду скважин, нами предложено использовать зависимость $TOC_{\Delta R}$ от содержания урана U , построенную по нескольким скважинам с полным комплексом ГИС для изучаемого месторождения или его ближайших аналогов (рис. 3).

Достоверная оценка свойств битуминозных отложений и *выделение возможных интервалов притока* по ограниченному комплексу ГИС практически невозможна. В карбонатном разрезе, где доля керогена обычно мала и весь органический углерод обычно связан с бит умом, для оценки свойств пласта может быть использована система линейных уравнений:

$$\begin{cases} K_{бит} = TOC \\ K_{гл} = f(\alpha_{Тн+К}) \\ W = W_{ж} \cdot K_{п} + W_{гл} \cdot K_{гл} + W_{бит} \cdot K_{бит} \end{cases}$$

Однако такая оценка будет носить сугубо приближенный характер.

Оценка свойств битуминозных аргиллитов осложнена тем, что органический углерод в них может содержаться как в твердом, так и в подвижном состоянии, а разделение его на типы по ограниченному и стандартному комплексам ГИС практически не реализуемо.

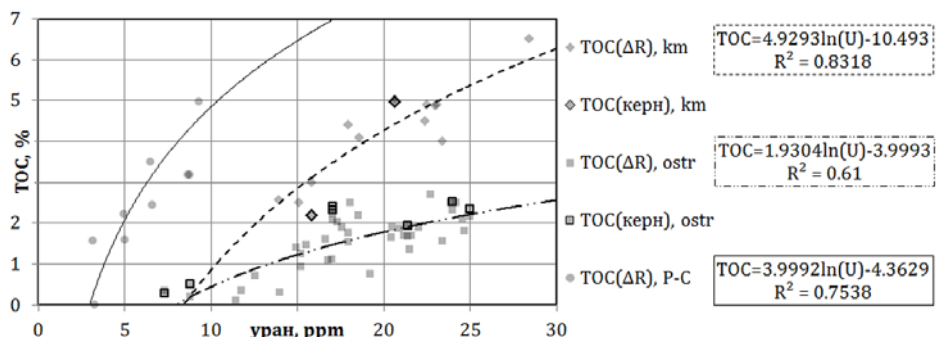


Рис. 3. Примеры зависимостей для оценки ТОС

В пачках битуминозных аргиллитов основные притоки обычно связаны с пластами пониженной глинистости и трещиноватыми интервалами. Выделение первых возможно по падению кривой α_{ThK} (из записи СГК или синтезированной). Оценка трещиноватости по стандартному комплексу ГИС затруднена. Как отмечалось выше, акустический каротаж наиболее чувствителен к этому параметру. Поэтому логично предположить, что при использовании методики Пасси в зонах трещиноватости кривая $\Delta \log R_{AK}$ будут значительно превышать показания $\Delta \log R_{HK}$. Этот признак является косвенным и перед использованием должен подтверждаться результатами опробования пластов.

Выводы

В представленной работе рассмотрено два типа нормализаций, применимых в разрезах, охарактеризованных стандартным и ограниченным комплексом ГИС. Нормализацию ГК-НГК рекомендуется использовать для выделения битуминозных интервалов, расчетов показаний кривой урана (и, как следствие, $TOC(U)$), оценки глинистости и выделения интервалов ее понижения, а нормализации кривых пористости и сопротивления – для оценки степени битуминозности пластов и ТОС по методике Пасси, а также, в некоторых случаях, для выделения возможных интервалов притока по признаку $\Delta \log R_{AK} > \Delta \log R_{HK}$.

Результаты применения предложенных подходов могут быть использованы как при изучении разрезов старых скважин, так и при оценке интервалов, вскрытых скважинами при бурении на нижележащие горизонты, с целью оценки целесообразности и экономически обоснованных объемов их исследований как нетрадиционных резервуаров.

Литература

1. Зайдельсон М.И. и др. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. – М.: Наука, 1990. – 112 с.
2. Фергил В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважине, цикл статей // SPE Formation Evaluation, 1988.
3. Passey Q.R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1990. – V. 74. – № 12. – pp. 1777–1794.

РАЙОНИРОВАНИЕ НИЖНЕМЕЛОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ НА ОСНОВЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Осипова Е.Н.

Томский политехнический университет

Определить и предложить первоочередные районы для поисков и освоения нижнемелового нефтегазоносного комплекса на территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления – целевое направление исследований. В результате реконструирована термическая история материнских баженовских отложений в разрезах 39-ти глубоких скважин, выделены и закартированы палеоочаги генерации баженовских нефтей, выполнено районирование ачимовского и шельфового резервуаров по распределению относительной плотности ресурсов. Для проведения первоочередных поисков УВ предложены районы – западная часть Фестивального вала и юго-восточная часть Кулан-Игайской впадины.

Характеристика объекта исследований

Основная часть района исследований относится к Каймысовской нефтегазоносной области юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Здесь открыто 49 месторождений (рис. 1, А) с залежами углеводородов (УВ) в меловом, верхнеюрском, среднеюрском, нижнеюрском и палеозойском НГК.

Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. В юго-восточной части Западной Сибири (Томская область) с востока на запад выделяется ряд палеогеоморфологических обстановок осадконакопления (континентальная, прибрежно-морская, мелководно-шельфовая, склоновая и депрессионная) со своими тектоно-седиментационными особенностями (Брылина, 2000). Склоновые глубоководные осадки принято называть клиноформной (ачимовской) частью морских отложений неокома, мелководно-шельфовые – его ундаформной частью.

Источником формирования залежей УВ в ловушках верхнеюрского и мелового НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелевого типа баженовской свиты (J_{3v}), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием Сорг (до 12 %), катагенезом градации $МК_1^1$ и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м (Конторович В.А., 2002). При катагенезе РОВ решающим фактором интенсивности генерации УВ являются геотемпературы (Конторович А.Э., Фомин, 2009). Балансовая модель процессов нефтегазообразования в баженовской свите (Бурштейн и др., 1997) позволяет по геотемпературному критерию прогнозировать очаги интенсивного образования УВ из РОВ: с 85–95 °С – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Ранее, в работе [1], уже рассматривалось **выделение палеоочагов генерации баженовских нефтей** по результатам математического моделирования термической истории непосредственно баженовских отложений мегавпадины.

Восстановление термической истории баженовских отложений выполнено на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций [2]. Метод позволяет на *первом этапе* по распределению «наблюденных» температур в скважине рассчитать тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, т. е. ре-

шить обратную задачу геотермии. На *втором этапе*, с известным значением теплового потока, решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются геотемпературы в отложениях баженовской свиты на заданные моменты геологического времени.

На рис. 1, *Б* приведена схематическая карта распределения расчетных значений *плотности теплового потока из основания осадочного чехла*, построенная путем интерполяции значений теплового потока (q), полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 глубоких скважин [3]

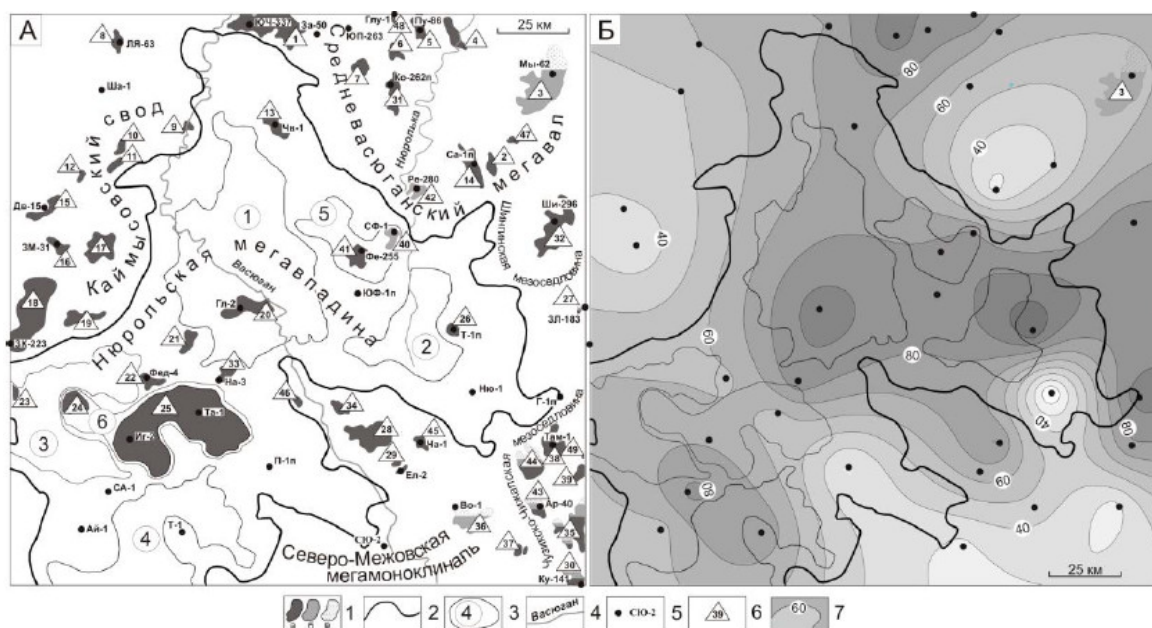


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины, на тектонической основе (Конторович В.А., 2002): 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина (палеотемпературное моделирование) и ее условный индекс; 6 – условный номер месторождения; 7 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м². Структуры: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осево́й прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал; 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

Далее, с известными значениями q рассчитывались температуры в заданных точках осадочной толщи в заданные моменты геологического времени – прямая задача геотермии. Таким образом, восстановленная термическая история баженовских отложений на моменты формирования 21 свиты отразилась на схематических картах *распределения геотемператур отложений баженовской свиты* на 14 ключевых моментов геологического времени. По геотемпературному критерию выделены *очаги интенсивной генерации баженовских нефтей*. Граница очага генерации баженовских нефтей (РОВ сапропелевого типа) – 85 °С.

Первые очаги генерации нефти появились 91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты K_{1-2pk}) в южной части Кулан-Игайской впадины, в восточных частях Фестивального вала и Тамрадской впадины, в зонах сочленения депрессии с обрамляющими положительными структурами (рис. 2, А).

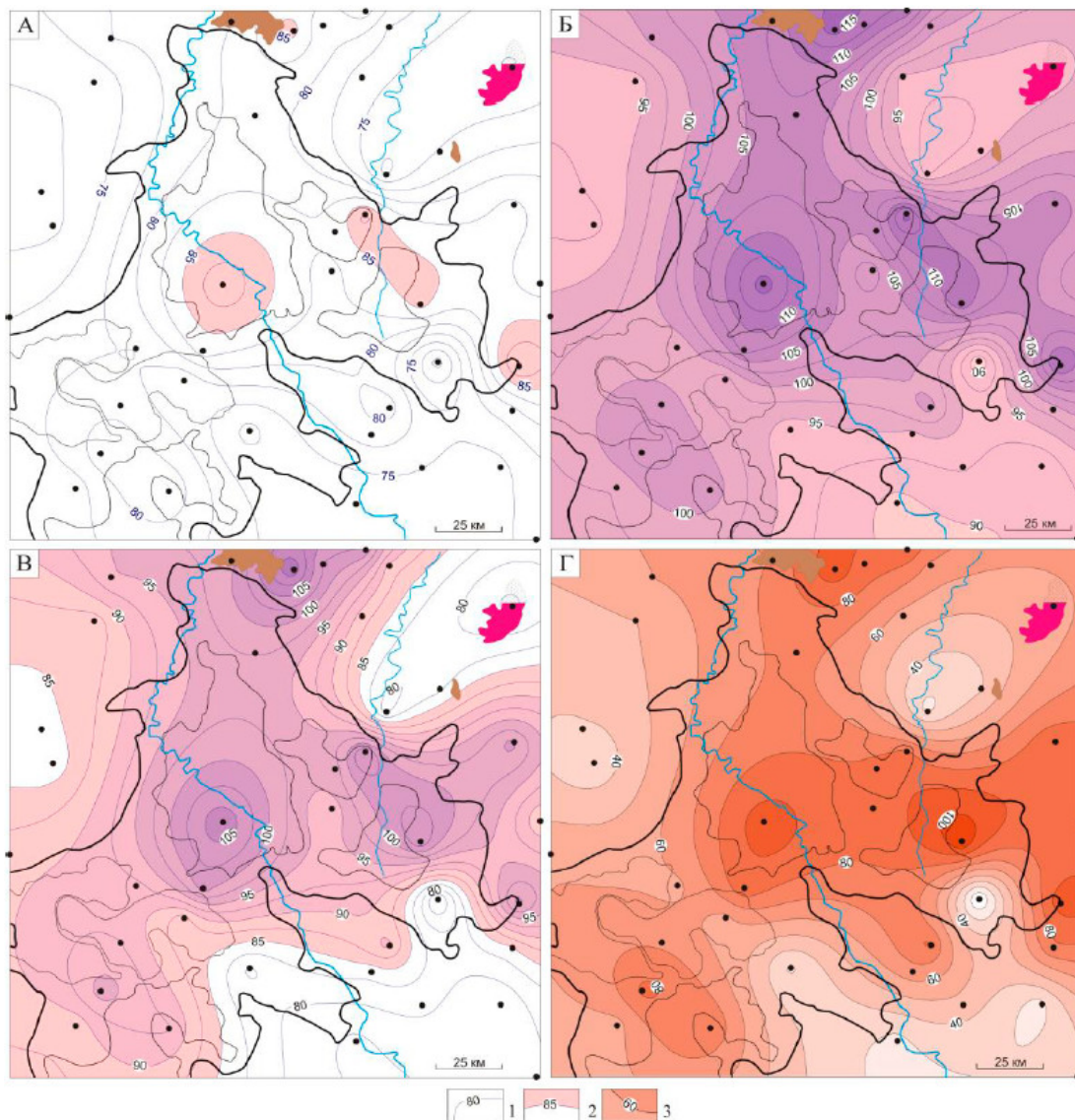


Рис. 2. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации баженовских нефтей на ключевые времена (А-В) и распределения относительной плотности ресурсов генерированных нефтей (Г) Нюрольской мегавпадины. 1 – изотермы, °С; 2 – контур очага; 3 – значения изолиний плотности ресурсов в условных единицах. Ключевые времена: А – 91,6 млн лет назад, Б – 37,6 млн лет назад, В – современный разрез. Показаны месторождения с залежами УВ в нижнемеловом НГК. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Максимальный прогрев осадочной толщи отмечается при формировании чеганской свиты ($Pg_{3-2}hg$) 37,6 млн лет назад (рис. 2, Б). Охлаждение осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, началось 24 млн лет назад на конечном этапе формирования некрасовской свиты (Pg_{3nk}) и продолжается до настоящего времени (рис. 2, В).

Карта распределения относительной плотности генерированных баженовских нефтей (рис. 2Г) построена по интегральному показателю R [3].

Районирование ачимовских и шельфовых отложений (рис.3) проведено по относительной плотности первично аккумулярованных ресурсов. Методика определения относительной плотности ресурсов в нижнемеловых резервуарах опубликовано в работах [4, 5].

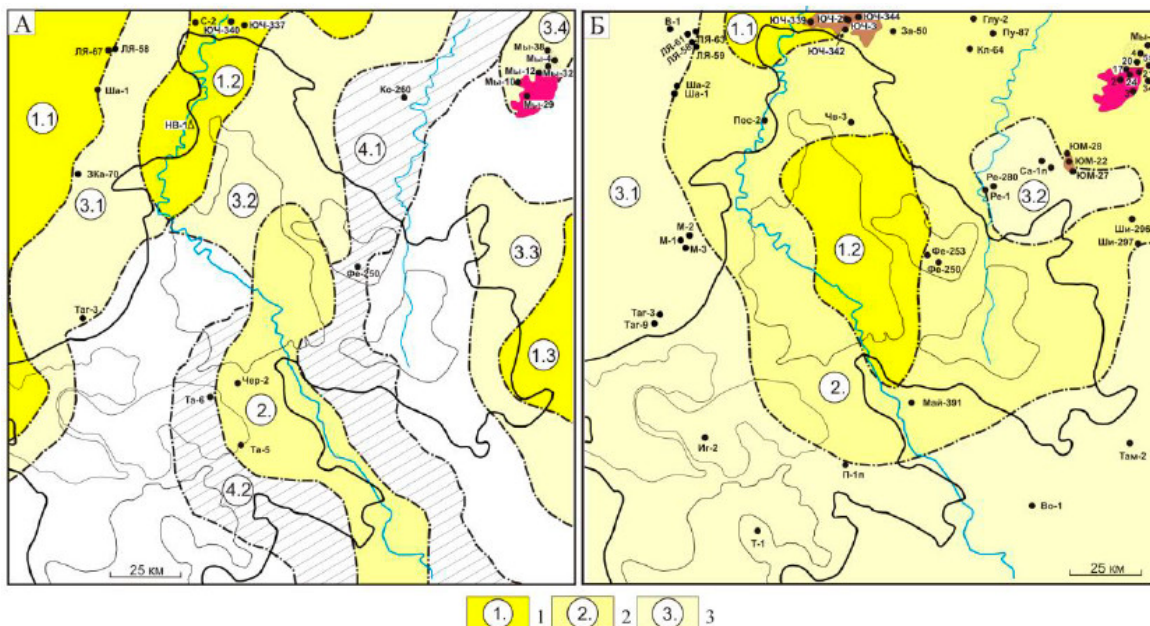


Рис. 3. Схема районирования ачимовских (А) и шельфовых (Б) отложений неокома Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов баженовских нефтей. 1–3 – районы (номер ранжирования по степени перспективности, усл. ед.). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

Заключение

Районирование резервуаров по плотности ресурсов способствовало определению первоочередных зон для проведения поисковых работ в нижнемеловых отложениях Нюрольской мегавпадины. Это, главным образом, зоны западной части Фестивального вала и юго-восточной части Кулан-Игайской впадины.

Литература

1. Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнемеловых отложений Нюрольской мегавпадины // Геофизика. – 2014. – № 2. – С. 70–74.
2. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
3. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
4. Осипова Е.Н., Исаева О.С., Исаев В.И. Моделирование очагов генерации нефти и распределения ресурсов ачимовских клиноформ Нюрольской мегавпадины // Геоинформатика. – 2014. – № 2. – С. 29–34.
5. Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. Т. 9. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf.

ложений (порядка 35 тыс. км²); 2) высокая битуминозность; 3) значительная обогащенность пиритом; 4) пустотное пространство сформировано за счет нарушения структуры тонкоплитчатых, листоватых пород; 5) мозаичный характер распространения коллекторов; 6) отсутствие четкого структурного контроля; 7) в притоке часто наблюдается отсутствие свободной воды; 8) выделяемые пласты коллекторы, характеризуются аномально высоким давлением. Несмотря на сравнительно большой объем ГРП, пока не создано сколько-нибудь удовлетворительной концепции поисков скоплений нефти данного типа

В отложениях Восточного Ставрополя выявлены залежи нефти, связанные с коллекторами, представленными аргиллитоподобными, плитчато-листоватыми, слабо трещиноватыми глинами и слабо трещиноватыми глинистыми мергелями. Коллекторы отличаются очень низкими ФЕС и линейно-зональным характером распространения. Залежи нефти контролируются зонами развития коллекторов и могут быть отнесены к литологически ограниченному типу. Об этом свидетельствуют резко изменчивые дебиты нефти, существенное снижение дебитов и пластовых давлений уже в первое время эксплуатации.

Структурные и текстурные особенности данного типа коллекторов создают следующие сложности.

1. Повышенная радиоактивность в связи с битуминозностью вносит значительные искажения в определение глинистости. Глинистость, в свою очередь, является обязательным компонентом, который используется в расчете пористости.

2. Сложное влияние многокомпонентного состава матрицы на показания методов пористости.

3. Искажение показаний приборов в связи с вывалами стенок скважин и образованием каверн в отложениях данного типа.

4. Ограниченный комплекс ГИС в подавляющем числе скважин.

Акустический каротаж не дал удовлетворительных результатов по вышеназванным причинам. Самым распространенным методом пористости в наших условиях, является НГК, с помощью которого была сделана попытка решить поставленную задачу.

Для определения водородосодержания использовался метод 2-х опорных пластов (чистого глинистого и плотного). В качестве опорных горизонтов принимались глины майкопского возраста, характеризующиеся на кривых НГК минимальной интенсивностью (1,1–1,3 усл. ед.) с водородосодержанием $w_{\Sigma} = 36\%$, и известняки керестинской свиты с ω_{Σ} равным 2%.

$$K_{\text{п.общ}} = \omega - \omega_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}, \quad (1)$$

$$\omega = c/a \cdot J_{\text{н\gamma}} - c/a \cdot J_{\text{н\gamma}}^{\text{max}}, \quad (2)$$

где ω – кривая водородосодержания,

$$c = \omega_{\text{гл. пласта}} - \omega_{\text{пл. пласта}} = 0,3 - 0,02 = 0,28,$$

$$a = 1/J_{\text{н\gamma}}^{\text{min}} - 1/J_{\text{н\gamma}}^{\text{max}}, \quad (3)$$

$J_{\text{н\gamma}}^{\text{min}}$ и $J_{\text{н\gamma}}^{\text{max}}$ – минимальная и максимальная интенсивность вторичного гамма-излучения в опорных пластах, $K_{\text{гл}}$ – коэффициент глинистости пород, $\omega_{\text{гл}}$ – водородосодержание глинистых минералов, входящих в породу.

Водородосодержание глин определялось в соответствии с их минералогическим составом. Глины нижнемайкопских отложений характеризуются достаточно устойчивым минералогическим составом и содержат в среднем 70 % гидрослюд, 14 % хлорита, 16 % каолинита и 2,2 % смешанных разновидностей. Водородосодержание указанных глинистых минералов составляет 0,186, 0,35 и 0,36 д. ед., соответственно. В результате среднее водородосодержание нижнемайкопских глинистых минералов:

$$\omega_{\text{ГЛМ}} = 0,7 \cdot 0,186 + 0,14 \cdot 0,35 + 0,16 \cdot 0,36 = 0,237 \text{ д. ед.}$$

Двойной разностный параметр ΔJ_{γ} ($A_{2\gamma}$) рассчитывался по формуле:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{J_{\gamma} - J_{\gamma}^{\min}}{J_{\gamma}^{\max} - J_{\gamma}^{\min}}, \quad (4)$$

где J_{γ} – значение интенсивности естественного гамма-излучения в исследуемом пласте; J_{γ}^{\min} и J_{γ}^{\max} – минимальная и максимальная интенсивность естественного гамма-излучения в опорных пластах.

Обычно радиоактивность битуминозных интервалов связана с элементами ряда распада урана, а глинистых пород – с торием (Th) и калием (^{40}K) [1]. Отсюда возникла необходимость *разделения кривой общей естественной радиоактивности на урановую (kU) и торий-калиевую ($\alpha\text{Th} + \text{K}$) составляющие.*

Для решения этой задачи использовали метод нормализации кривых НГК и $A_{\text{ГК}}$. Базовой кривой являлся двойной разностный параметр $A_{\text{ГК}} = f(K_{\text{ГЛ}}, K_{\text{БИТ}})$, а нормализованной – кривая НГК. После нормализации кривые $A_{\text{ГК}}$ и НГК_{норм} совпадают в плотных и глинистых пластах. В битуминозных интервалах наблюдается приращение $A_{\text{ГК}}$ над НГК_{норм} за счет влияния урановой составляющей. В небитуминозных пластах может наблюдаться превышение НГК_{норм} над $A_{\text{ГК}}$ за счет влияния пористости, что может являться качественным признаком проницаемых прослоев.

В результате нормализации получена кривая $\alpha_{\text{Th}+\text{K}} = f(K_{\text{ГЛ}})$.

Далее, рассчитана $K_{\text{ГЛ}}$ по формуле В.В.Ларионова для отложений палеогена:

$$K_{\text{ГЛ}} = (0,083 \cdot (2^{(3,7 \cdot \alpha_{\text{Th}+\text{K}})} - 1)) \cdot 0,8. \quad (5)$$

Кривую глинистости использовали для расчета $K_{\text{П.общ}}$ по формуле (1).

Далее, рассчитана блоковая пористость, а на ее основе – вторичная.

На основании выявленной закономерной статистической связи между параметром пористости и пористостью битуминозных отложений хадумской свиты определена блоковая пористость по формуле:

$$K_{\text{П.бл}} = (R_{\text{В}}/R_{\text{ИК}})^{1/1,3}, \quad (6)$$

где $R_{\text{В}}$, $R_{\text{ИК}}$ – удельные электрические сопротивления пластовой воды и пласта по кривой индукционного каротажа соответственно. Минерализация подземных вод в хадумских отложениях изменяется в пределах 24–34 г/л, и при температуре 130 °С ее сопротивление – 0,09–0,06 Ом.

На основании расчетов общей и межзерновой пористости битуминозных аргиллитов получена вторичная пористость:

$$K_{\text{П.вт}} = K_{\text{П.общ}} - K_{\text{П.бл}}. \quad (7)$$

Битуминозные коллектора характеризуются очень низким выносом зерна, и трудностью его привязки по глубине, поэтому построение графика $K_{\text{П.кern}} - K_{\text{П.ГИС}}$ не представляется возможным.

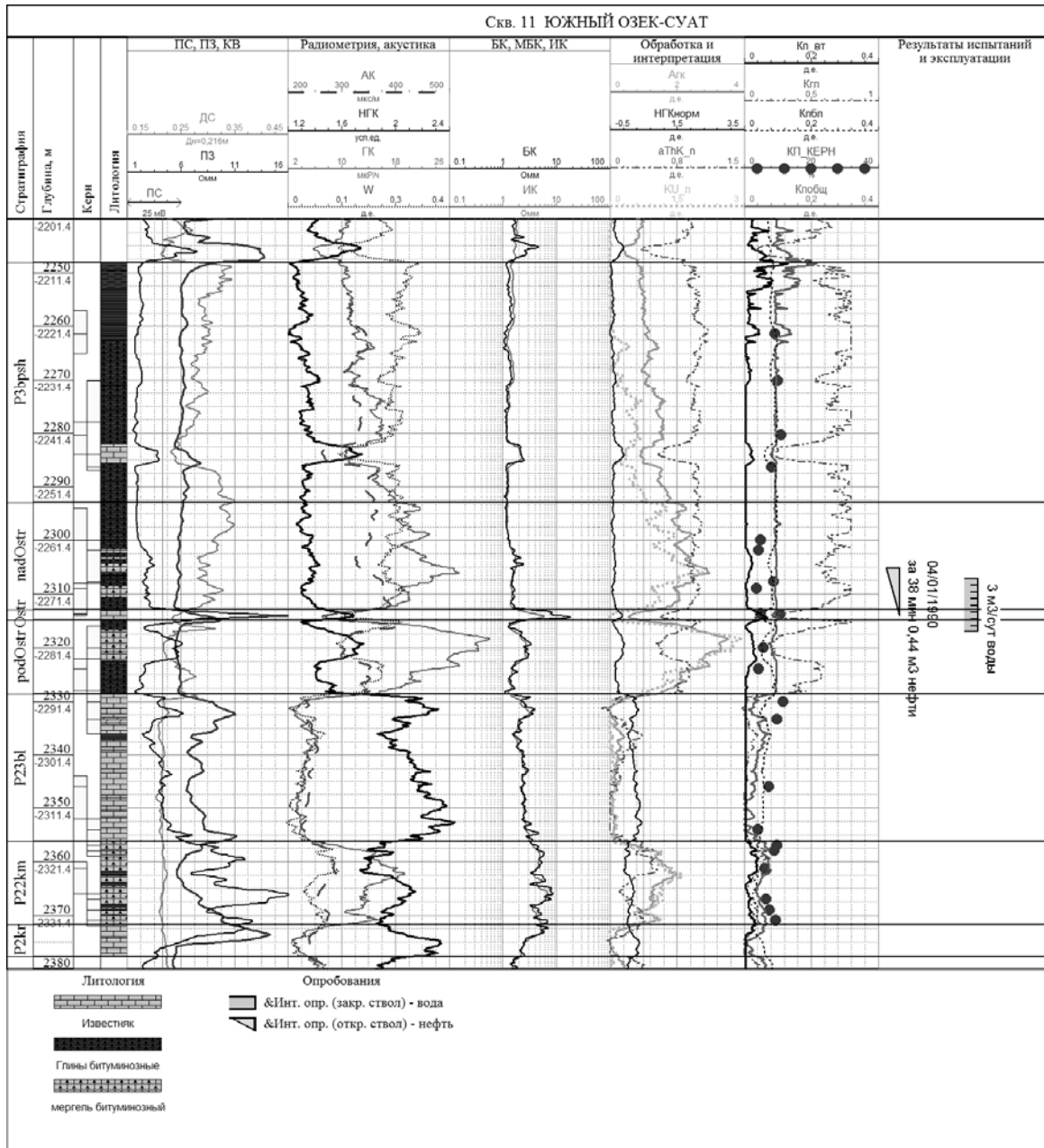


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика битуминозных пород хадумской свиты. Скважина Южный Озек-Суат 11 (рис. 1)

Результат расчетов представлен на рис. 2: 1) по материалам ограниченного комплекса ГИС в результате нормализации ГК-НГК рассчитана глинистость, свободная от битуминозной составляющей, определена общая пористость битуминозного коллектора; 2) по данным бокового каротажа определена блоковая пористость; 3) рассчитана вторичная пористость битуминозного коллектора.

Литература

1. Фергл В.Х. Спектрометрия естественного гамма излучения в скважине. – Техас: Хьюстон, 1979.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫМИ РАБОТАМИ ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Потехина Е.В., Чичканова Г.В.

Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации
по Сибирскому федеральному округу», Томск

Приведены краткие сведения об изученности территории Томской области сейсморазведочными работами методами МОВ, КМПВ, МОГТ-2Д и МОГТ-3Д, региональными сейсморазведочными работами, объемы выполненных работ. В работе использованы материалы Томского геологического фонда.

Введение

В Томском территориальном геологическом фонде одной из основных является работа по сбору, хранению, систематизации и анализу информации об изученности территории Томской области сейсморазведочными и другими видами работ. Вся информация заносится в соответствующие базы данных и на основании этой информации в ГИС-проектах создаются карты геолого-геофизической изученности. Территориальным фондом пополняются базы данных «Seismopartia», «Структуры IV порядка», «Сейсмокаротаж», «SkvInfo» и другие. К ГИС-проектам редактируются атрибутивные таблицы слоев «Профили», «Скважины», «Структуры» и другие.

Изученность территории Томской области сейсморазведочными работами крайне неравномерна. Западная часть территории изучена очень хорошо, а восточные районы до сих пор мало изучены (рис. 1).

Ретроспектива изученности сейсморазведочными работами

Изучение территории Томской области сейсморазведочными работами началось в конце сороковых годов с выполнения региональных работ методами КМПВ, МОВ, ЗПВ. Площадное изучение началось с 1954 года методом отраженных волн (МОВ), а с середины 70-х годов продолжилось сейсмическими работами методом общей глубинной точки (МОГТ). Переход на метод ОГТ позволил улучшить качество прослеживаемости отражающих границ, увеличить глубинность исследований, детальность, надежность и точность геолого-геофизической информации, выделять не только отражающие границы в осадочном чехле, но и от поверхности складчатого фундамента, прослеживать отражающие границы внутри него, осуществлять прогнозирование геологического разреза.

Основной объем сейсмической информации МОГТ по восточной и южной части территории Томской области был получен в 1983-1997 г.г. в результате проведения региональных, поисковых и детальных исследований.

В начальный период, в 1973-1991 гг., выполняемые работы методом ОГТ ставились преимущественно с 12-кратным перекрытием, позднее, в 1992-1999 гг. – с 24-кратным перекрытием. В настоящее время выполняются работы как с 24-кратным, так и с 48- и даже 64-кратным перекрытием. Более высокая кратность используется при проведении детальных работ. На региональном этапе по-прежнему актуальны работы с 12- и 24-кратным перекрытием.

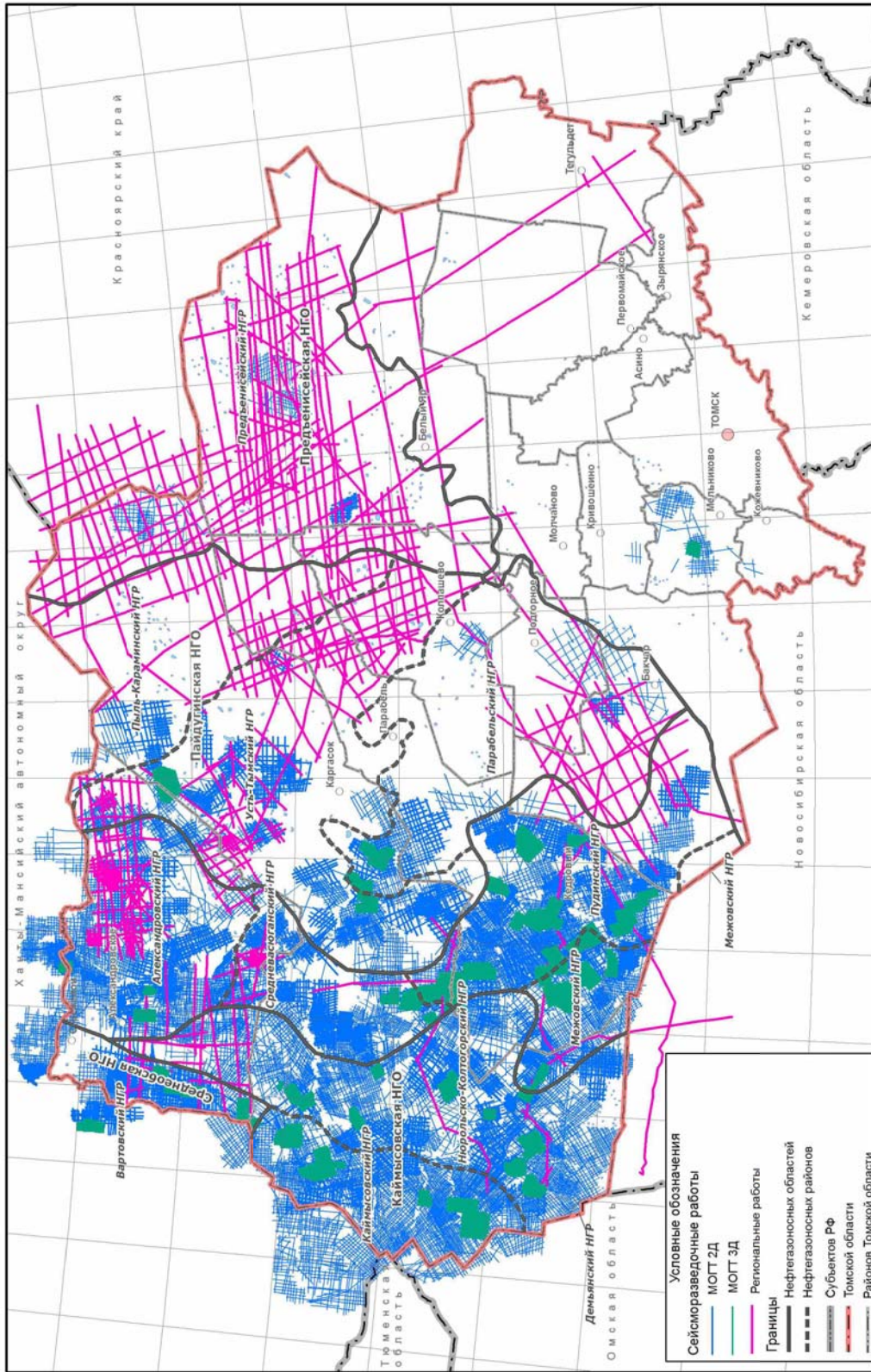


Рис. 1. Схематическая карта изученности сейсморазведочными работами территории Томской области

Современное состояние изученности

Региональными сейсморазведочными работами МОГТ-2Д (масштаб 1:200000) изучена большая часть Усть-Тымской впадины, часть Предьенисейской субпровинции, расположенная на территории Томской области, зона сочленения Усть-Тымской впадины и Пыль-Караминского мегавала, а также Ажарминская гряда и Бакчарская впадина (табл. 1).

Таблица 1

Степень изученности территории Томской области видами сейсморазведочных работ

Название НГО и НГР	Степень изученности		
	высокая	средняя	слабая
Среднеобская НГО			
– Вартовский НГР	МОВ, МОГТ-2Д, 3Д	региональные работы	
Каймысовская НГО			
– Каймысовский НГР	МОВ, МОГТ-2Д, 3Д		региональные работы
– Нюрольско-Колтогорский НГР	МОВ, МОГТ-2Д, 3Д	региональные работы	
– Средневасюганский НГР	МОВ, МОГТ-2Д	МОГТ-3Д, региональные работы	
– Пудинский НГР	МОГТ-2Д, 3Д	МОВ, региональные работы	
– Межовский НГР	МОВ, МОГТ-2Д, 3Д	региональные работы	
– Александровский НГР	МОВ, МОГТ-2Д	региональные работы	МОГТ-3Д
Пайдугинская НГО			
– Усть-Тымский НГР	МОВ	МОГТ, МОГТ-2Д, региональные работы	МОГТ-3Д
– Пыль-Караминский НГР		МОВ, региональные работы	МОГТ-2Д
– Парабельский	МОВ	региональные работы	МОГТ-2Д
Предьенисейская НГО			
– Предьенисейский НГР	МОВ, региональные работы		МОГТ-2Д
Юго-восточная часть Томской области			МОВ, МОГТ-2Д, 3Д, региональные работы

Томская область является нефтегазодобывающим регионом. На ее территории находится большое количество месторождений полезных ископаемых, большую долю из которых составляют месторождения углеводородов – нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные. *В соответствии с состоянием минерально-сырьевой базы основной задачей является наращивание добычи углеводородов.* На территориях лицензионных участков, на месторождениях, на перспективных участках нераспределенного фонда постоянно ведутся различные виды работ, направленные как на доразведку уже существующих месторождений, так и на выявление новых перспективных объектов.

Основным методом проведения данных видов работ является сейсморазведка МОГТ-2Д и МОГТ-3Д. В последнее время доля сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, позволяющих создавать детальную сейсмогеологическую модель месторождения, детально изучать геологическое строение территории лицензионных участков и прогнозировать распространение потенциально продуктивных пластов значительно возросла.

На 01.11.2015 года объем выполненных на территории Томской области сейсморазведочных работ МОГТ-2Д составляет 120765 пог. км, МОГТ-3Д – 8561 км².

Анализ накопленных в Территориальном фонде сведений об изученности территории Томской области сейсморазведочными работами МОГТ позволяет отметить, что наиболее изучена территория западной части области – Каймысовский, Нюрольско-Колтогорский, Межовский, Пудинский и Средневасюганский нефтегазоносные районы (НГР), где средняя плотность сети профилей составляет около 2 км/км². В северо-западной части Томской области хорошо изучен Александровский НГР, средняя плотность сети профилей на его территории составляет от 1 до 1,5 км/км². В центральной части территории довольно хорошо изучен Усть-Тымский НГР с плотностью сети профилей до 1 км/км². Хуже изучены Парабельский, Пыль-Караминский и Предьенисейский НГР, здесь с плотность сети профилей составляет не более 0,5 км/км². А наименее всего изучена территория на юго-востоке Томской области, где плотность сети профилей колеблется от 0 до 0,1 км/км² (рис. 1, 2, табл. 2).

Таблица 2

Распределение плотности сети профилей по нефтегазоносным районам

Название НГО и НГР	Плотность сети профилей, км/км ²
Среднеобская НГО	
– Вартовский НГР	1,5–2
Каймысовская НГО	
– Каймысовский НГР	> 2
– Нюрольско-Колтогорский НГР	1,5–2
– Средневасюганский НГР	1,5–2
– Пудинский НГР	> 2
– Межовский НГР	> 2
– Александровский НГР	1–1,5
Пайдугинская НГО	
– Усть-Тымский НГР	0,5–1
– Пыль-Караминский НГР	< 0,5
– Парабельский	< 0,5
Предьенисейская НГО	
– Предьенисейский НГР	< 0,5
Юго-Восточная часть Томской области	< 0,1

В целом, восточные районы Томской области изучены крайне неравномерно. Только с 1996 года началось планомерное выполнение региональных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д на данной территории, но объемы выполненных работ небольшие. *Всего на востоке Томской области в пределах нераспределенного фонда недр к настоящему времени отработано чуть более 10 000 пог. км сейсмических профилей МОГТ-2Д.*

Высокая степень геолого-геофизической изученности западных районов Томской области (рис. 2) дает основание утверждать, что фонд крупных и средних локальных поднятий в этих районах, представляющих наибольший интерес в отношении нефтегазоносности, практически исчерпан. При достаточно хорошем состоянии изученности центральной части Томской области также трудно рассчитывать на выявление новых крупных нефтегазоперспективных структур. Возможно, следует обратить внимание на еще не достаточно изученные северо-восточные земли, а также продолжить изучение восточной и наименее исследованной юго-восточной частей Томской области.

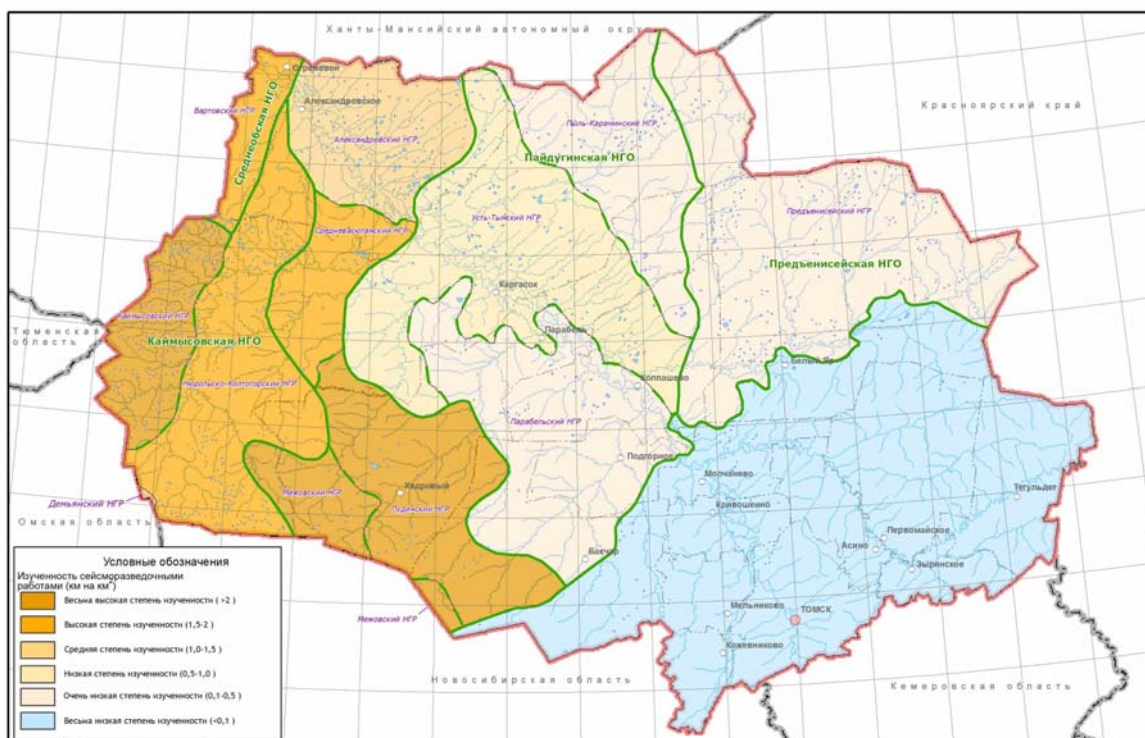


Рис. 2. Схематическая карта распределения плотности сети профилей сейсморазведки по НГР Томской области

Заключение

Резерв наращивания сырьевой базы региона за счет залежей углеводородов существует и связан с поиском сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов. Для поиска таких объектов необходимо использовать больший объем сейсморазведочных работ МОГТ-3Д и совершенствовать методы интерпретации сейсмических материалов, а также методы переобработки и переинтерпретации ранее полученных результатов сейсморазведки МОГТ-2Д.

Многие архивные материалы МОГТ-2Д в последнее время очень востребованы для переобработки и переинтерпретации. Применение инновационных методов обработки новых данных и переобработка сейсмических материалов прошлых лет, а также использование новой методики переинтерпретации материалов ГИС скважин позволяет выделять нефтегазонасыщенные пласты, которые могли быть пропущены при бурении и испытании скважин. Переобработка материалов работ прошлых лет может без трудоемких и дорогостоящих полевых работ обеспечить получение дополнительной, новой и весьма важной геологической информации, связанной с поисками нефтегазоперспективных объектов.

Решению задач, стоящих на современном этапе перед геологами, геофизиками, нефтяниками, могут существенно помочь фактические материалы, полученным за всю историю изучения геологического строения Томской области и хранящиеся в Томском геологическом фонде.

ТИПИЗАЦИЯ «ФАЦИЙ» ЭПИГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ДИАГНОСТИКА ВТОРИЧНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИС

Пракойо Ф.С

Джакарта, Республика Индонезия

Анализ информации эпигенетических процессов осадочных пород, влияющих на их фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), и каротажей сложно построенных коллекторов по 77-и месторождениям позволил представить схему 16-типов эпигенетических процессов, выделить 9-ть типов «фаций» коллекторов эпигенетически измененных породы и определить геофизические признаки для диагностики типа вторичного коллектора.

Обзор и постановка задачи. Фациальный анализ важен при поисковых и разведочных работах, т.к. его результаты позволяют дать оценку характеристик резервуара. Палеогеографические условия формирования верхнеюрских терригенных отложений и циклитов меловых отложений исследуются на основе детального изучения керна, седиментационных структур, ихнологического и литолого-фационального анализов, а также электрометрических характеристик (Белозеров, 2011; Перевертайло, 2011; Чернова, 2010 и др.). Результаты новейших фациальных исследований меловых отложений Томской области на основе инновационной интерпретации материалов комплекса ГИС опубликованы И.А. Мельником (2015). Применение одного способа фациального анализа может привести к недостаточно достоверным и детальным результатам. Поэтому перспективно интегрирование (комплексирование) геолого-геофизических способов фациального анализа [1].

Типизация эпигенетических процессов и ФЕС. В истории осадочной горной породы вначале проявляются процессы уплотнения осадков, а затем и пород, сопровождаемые местами процессами стилолитизации. Далее, следуют вторичные процессы перекристаллизации, выщелачивания, трещиноватости, окремнения, ангидритизации, каолинизации, пиритизации, доломитизации, кальцитизации, карбонатизации, серицитизации, амфиболизации, серпентинизации, сульфатизации, сосюритизации, хлоритизации, пелитизации, альбитизации. *Анализ перечисленных эпигенетических изменений осадочных горных пород, влияющих на их ФЕС, позволил представить схему 16-типов эпигенетических процессов, с примерами фотошлифов пород.* Фрагмент этой схемы показан в таблице 1. В таблице каждый тип эпигенетического процесса охарактеризован тенденцией вторичного изменения пустотного пространства.

Нами условно выделены типы «фаций» коллекторов эпигенетических измененных осадочных горных пород, сформированных разными постседиментационными процессами. При этом учтено, что вторичные изменения осадочных пород отождествляются с «фациальными» [2].

Поисково-разведочное бурение на нефть и газ проводится на все большие глубины, где породы претерпели существенные вторичные изменения. Фации седиментации, рассмотренные в [1], создают, как правило, поровый тип коллектора. *Здесь мы условно выделяем 9-ть типов «фаций» коллекторов эпигенетически измененных осадочных горных пород* (табл. 2). В таблице каждый тип коллектора охарактеризован оценкой пористости и проницаемости.

Таблица 1

Фрагмент сводной схемы типов эпигенетических процессов и характера изменения ФЕС

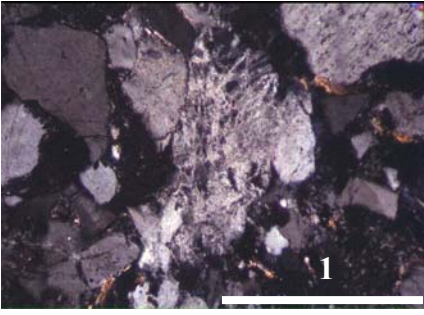


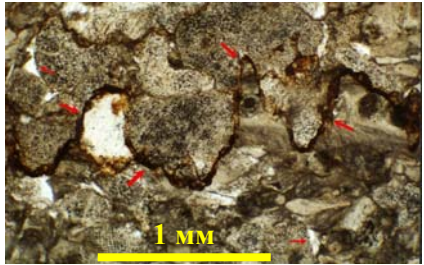
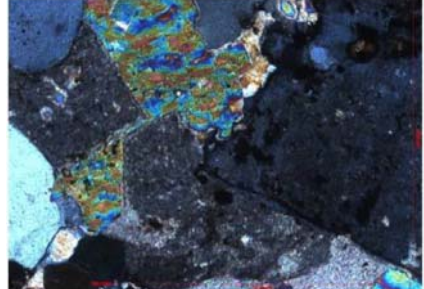
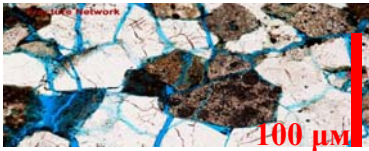
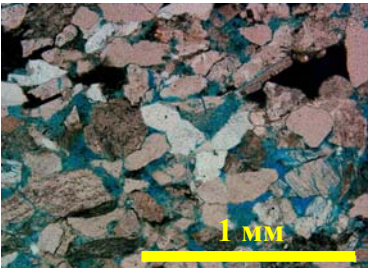
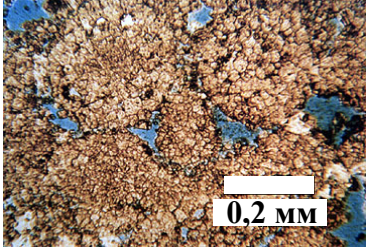
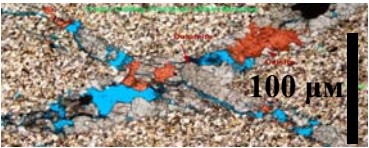
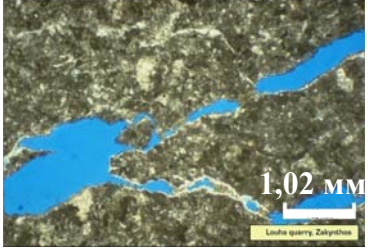

Тип процесса	Фотошлиф (интернет-ресурсы)	Изменение пористости. Общая характеристика пористости	Изменение проницаемости. Общая характеристика проницаемости
Альбитизация		Улучшение. Высокая пористость	Улучшение. Высокая проницаемость
Выщелачивание X20		Улучшение. Высокая пористость	Улучшение. Высокая проницаемость
Трещиноватость X40		Невелико влияние на развитие пористости. Низко-средняя пористость	Невелико влияние на развитие проницаемости. Низко-средняя проницаемость
Стилолитизация		Невелико влияние на развитие пористости. Низко-средняя пористость	Невелико влияние на развитие проницаемости. Низко-средняя проницаемость
Сульфатизация X100		Улучшение при условиях высокой трещиноватости. Низкая пористость	Улучшение при условиях высокой трещиноватости. Низкая проницаемость

Таблица 2

Фрагмент сводной характеристики типов «фаций» эпигенеза (вторичных коллекторов)

Тип коллектора (тип «фации»)	Фотошлиф (интернет-ресурсы)	Типы эпигенетических процессов	Характеристика пористости	Характеристика проницаемости
Трещинный		Выщелачивание, стилолитизация, трещиноватость, сульфатизация, пиритизация, карбонатизация, пелитизация, хлоритизация, альбитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Поровый		Перекристаллизация, пиритизация, кальцитизация, каолинизация, серицитизация	Высокая	Высокая
Каверново-поровый		Перекристаллизация, окремнение, ангидритизация, выщелачивание, стилолитизация	Высокая	Средне-высокая
Трещинно-поровый		Стилолитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Трещинно-каверновый		Перекристаллизация, окремнение, выщелачивание, стилолитизация, сульфатизация, карбонатизация, кальцитизация, доломитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Порово-трещинный Х47		Выщелачивание, доломитизация	Низко-средняя	Низкая

В результате анализа информации эпигенетических процессов и каротажей сложно построенных коллекторов по 77-и месторождениям сделаны следующие выводы:

1. Выщелачивание и альбитизация это процессы, благоприятные для улучшения пористости и проницаемости осадочных горных пород, характерны следующим типам коллекторов: каверново-поровый, трещинный, порово-каверновый, порово-трещинный.

2. В группу коллекторов с улучшенной пористостью входят «фации» коллекторов следующих типов: поровый, каверновый, каверново-поровый. Для этой группы коллекторов характерны следующие эпигенетические процессы: перекристаллизация, выщелачивание и доломитизация

3. В группу коллекторов с улучшенной проницаемостью входят «фации» коллекторов следующих типов: поровый, каверновый, порово-каверновый. Для этой группы коллекторов характерны следующие эпигенетические процессы: перекристаллизация, выщелачивание, доломитизация и карбонатизация.

4. Методами радиоактивного каротажа можно достаточно однозначно диагностировать «фацию» трещинного коллектора (автономный прибор радиоактивного каротажа (2ГК+3ННК)-А, ООО «Нефтегазгеофизика», 2008)

5. Весьма затруднена диагностика коллекторов «фаций» порово-трещинного, каверново-трещинного, каверново-порового типов. Необходимы сложные технологии ГИС, включающие временные замеры ННК.

6. «Фацию» порово-кавернового типа можно оперативно прогнозировать с помощью таких признаков: кривые БК – на увеличение, удельное сопротивление по нормированному ННК – несколько меньше данных БК, кривые ГГК – на уменьшение, кривые АК (интервальное время) – на увеличение.

7. Выявление и идентификация «фации» порово-трещинного типа возможно по методике радиоактивного каротажа (2ГК+3ННК)-А и по методике акустического каротажа (прибор 4АК-А, ООО «Нефтегазгеофизика», 2008).

8. Выявление и идентификация «фации» каверново-порового типа возможно по комплексной методике нормирования (ННК-Т-БК) и (ННК-Т-АК) [3].

9. Маловероятно диагностировать «фацию» кавернового типа, т.к. результат анализа кривых каротажа этой «фации» очень похож на оценки «фации» каверново-трещинного типа.

10. Комплексный (эпигенетический и каротажный) «фациальный» анализ вторичных коллекторов повышает достоверность их диагностики и оценки качества.

Литература

1. Пракойо Ф.С., Лобова Г.А. Прогнозирование фаций и продуктивности юрско-меловых пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10. – №3. – С. 1–26. http://www.ngtp.ru/rub/4/33_2015.pdf

2. Япаскурт О.В. Предметаморфические изменения осадочных пород в стратиферу: Процессы и факторы. – М.: ГЕОС, 1999. – 260 с.

3. Некрасов А.С., Костицын В.И., Шумилов А.В. Методика выделения и оценки вторичной пористости коллекторов смешанного типа по данным геофизических исследований скважин // Каротажник. – 2010. – № 2. – С. 76–87.

РИСКИ ПРИ ГЕОНАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И ПУТИ ИХ СНИЖЕНИЯ

^{1,2}Рева А.В., ²Немирович-Данченко М.М.

¹ОАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф», Южно-Сахалинск,

²Томский политехнический университет

Рассмотрены основные геологические риски, возникающие в процессе бурения скважин с горизонтальным окончанием. На примере бурения скважин в Западной Сибири и на шельфовых проектах Сахалина приведены методики, позволяющие снизить данные риски.

Введение

На сегодняшний день горизонтальные скважины широко применяются при разработке нефтяных месторождений в России. В Западной Сибири, например, на Советском и Крапивинском месторождениях бурятся новые горизонтальные скважины. Они позволяют вовлекать в добычу запасы из до недавнего времени мало перспективных приконтурных зон или маломощных пластов, которые не были затронуты на предыдущих этапах разработки из-за низкой проницаемости. На Самотлорском, Вахском и других месторождениях, где имеется большой бездействующий фонд скважин, активно применяются зарезки боковых горизонтальных стволов. Шельфовые месторождения Чайво и Аркутун-Даги разрабатываются только горизонтальными скважинами, общая длина ствола которых достигает 13 500 м [1], что позволяет сделать проект Сахалин-1 высокоэффективным.

Бурение горизонтальных скважин на разных месторождениях и в различных геологических условиях в независимости от сложности конструкции в большей или меньшей степени сопряжено с одними и теми же геологическими рисками: 1) некорректной посадки на кровлю целевого пласта; 2) выхода из коллектора в пределах горизонтального участка; 3) опеределения некорректного значения абсолютной глубины. Ниже будут рассмотрены способы снижения данных рисков.

Методики снижения рисков

Риск некорректной посадки на кровлю возникает на первом этапе бурения горизонтальной секции, когда очень важно подойти к кровле целевого интервала с зенитным углом в пределах 85–87 градусов. Из-за погрешности измерений инклинометрии и неоднородности строения геологического разреза возникают неопределенности положения кровли пласта.

Для однозначной привязки забоя скважины к геологическим границам необходимо, чтобы в непосредственной близости от целевого интервала находился геологический объект с характерными геофизическими свойствами. Таким традиционным объектом в Западной Сибири является баженовская свита, которая имеет выдержанную мощность в пределах месторождений и однозначно определяется по высоким показаниям на кривых гамма-каротажа. Этот репер используется при бурении горизонтальных скважин на юрские пласты. Привязка в процессе бурения не составляет большого труда, так как даже в самом простом телеметрическом комплексе присутствует датчик гамма-активности.

Однако, при бурении скважин на меловые пласты Советского месторождения реперов, выделяемых по гамма-каротажу и прослеживаемых даже в пределах одного куста, нет. Но есть кошайская пачка, которая фиксируется в показаниях нейтронно-

го каротажа и имеет достаточно выдержанную мощность в пределах месторождений. На рис. 1 представлена схема корреляции разведочных скважин Советского месторождения. Целевым объектом для горизонтального бурения является пласт АВ1(1), над которым и расположена Кошайская пачка. Кривая гамма-каротажа ведет себя разнородно от скважины к скважине. Но, отклик нейтронного каротажа везде одинаков, наблюдается отклонение в сторону уменьшения показаний.

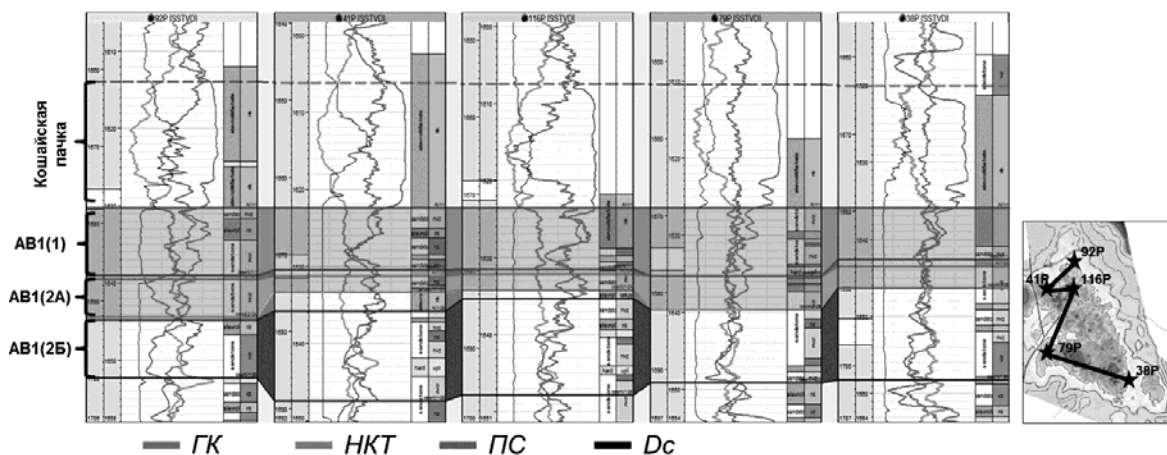


Рис. 1. Схема корреляции скважин Советского месторождения по линии некоторых разведочных скважин

Таким образом, после того как пробурена транспортная секция горизонтальной скважины, для однозначной привязки забоя скважин к геологическому разрезу на Советском месторождении в обязательном порядке прописывается промежуточный каротаж на кабеле или бурильных трубах, в комплексе которого есть нейтронный и гамма модули.

После привязки ствола скважины к геологическому разрезу и спуска обсадной колонны транспортной секции наступает стадия бурения горизонтальной секции, в ходе которой может реализоваться **риск выхода из коллектора**. Чтобы этого не допустить, необходимо иметь точный прогноз залегания кровли целевого пласта вдоль горизонтального участка. На месторождениях с 3D сейсморазведкой подобные прогнозы можно делать по временным разрезам по следующей схеме.

1. Зная горизонтальные координаты (X и Y) стратиграфической отбивки кровли целевого пласта в транспортном стволе, с временного разреза снимается значение двойного времени пробега, соответствующее отражению от горизонта Π_a (t , рис. 2).

2. Используя абсолютную отметку кровли пласта (H , рис. 2) и определенное на предыдущем шаге время пробега рассчитывается средняя скорость прохождения волны (V_{cp})

$$V_{cp} = \frac{2H}{t}$$

3. Допуская, что средняя скорость распространения волны в разрезе на расстоянии до 500 метров изменяется незначительно, можно оценить глубину (H_x) залегания кровли целевого интервала в любой точке горизонтального участка скважины. Для этого нужно снять значение двойного времени пробега (t_x) в интересующей точке и сделать обратный пересчет из времени в глубину

$$H_x = \frac{V_{cp} \cdot t_x}{2}$$

4. Зная абсолютную глубину в точке Т1 и Т3 горизонтального ствола можно оценить угол залегания пласта в месте бурения горизонтальной скважины.

Таким образом, по данным 3D сейсморазведки риск выхода из целевого интервала может быть снижен.

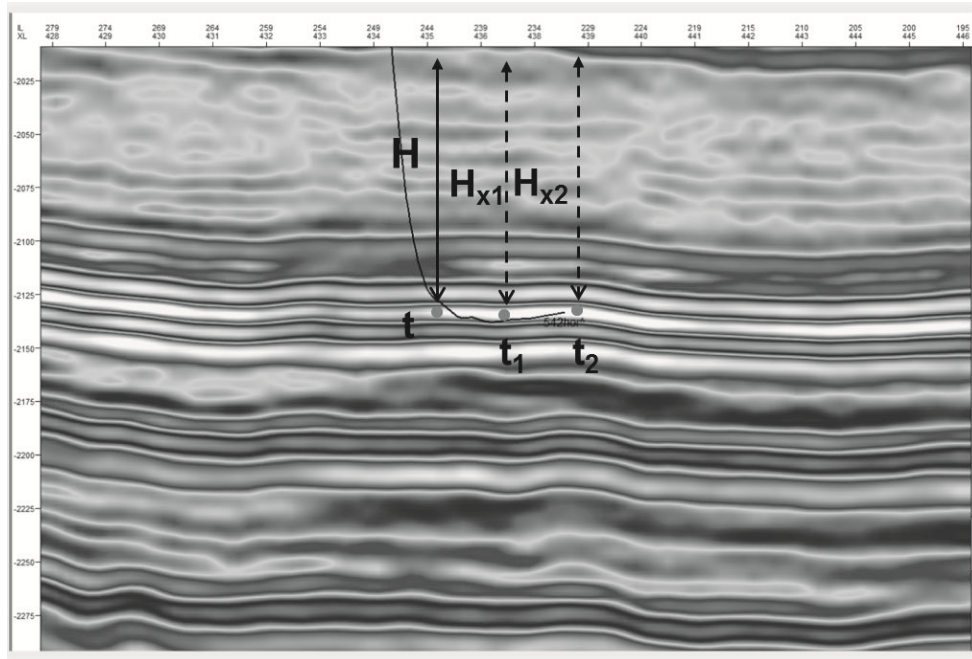


Рис. 2. Временной разрез вдоль горизонтальной скважины Крапивинского месторождения

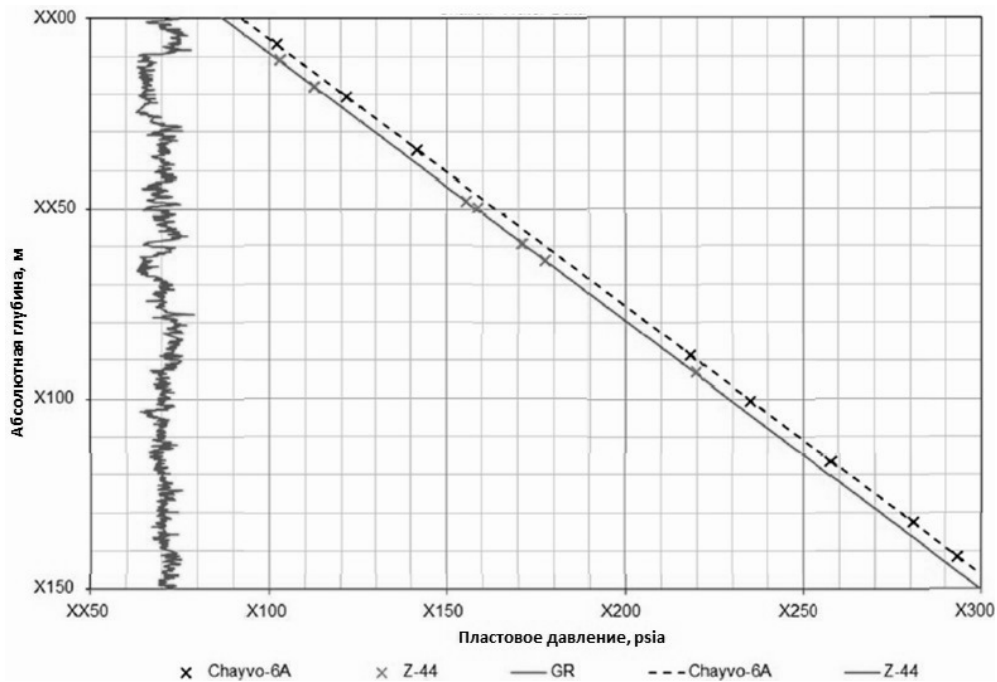


Рис. 3. Пример сопоставления градиентов давления разведочной (Chayvo-6A) и бурящейся эксплуатационной горизонтальной скважины (Z-44) [1]

Риск некорректного определения значения абсолютной глубины имеет большое значение на проекте Сахалин-1 при бурении горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали. Для увеличения времени работы скважины без ранних прорывов газа или воды, горизонтальный ствол должен проходить в середине целевого интервала, мощность которого в некоторых пластах не превышает 20 м, а погрешность определения глубины по данным инклинометрии при отходе 3000 м может составлять $\pm 6,6$ м [1].

Для уточнения значения абсолютной глубины скважины используются техника сравнения градиентов пластового давления опорных не затронутых разработкой водоносных горизонтов. А именно, сопоставляются градиент давления, полученный в вертикальных разведочных скважинах и замеренный при бурении наклонной части бурящейся скважины (пример – рис. 3). В случае несовпадения градиентов в траекторию вводятся корректировки в пределах погрешности инклинометрии, тем самым повышается точность проводки скважины на оптимальной абсолютной глубине [1].

Заключение

Как видно из приведенных выше примеров бурение горизонтальных скважин сопряжено с широким кругом геологических задач, решать которые возможно комплексированием методов петрофизики, сейсморазведки и гидродинамических исследований скважин.

Литература

1. Extended Reach Drilling (ERD) Technology Enables Economical Development of Remote Offshore Field in Russia // J.R. Dermott, R.A. Viktorin et al., SPE/IADC Drilling Conference, 23-25 February, Amsterdam, Netherlands, 2005, (SPE-92783-MS)

ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРОВ ОСИНСКОГО ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ОДНОЙ ИЗ ПЛОЩАДЕЙ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Серов В.В., Звягинцева Н.Л.

ПАО «Сибнефтегеофизика», Новосибирск

Изучаемая территория находится на северо-западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы. В результате проведенных сейсморазведочных работ были детально рассмотрены отложения осинского горизонта, как одного из перспективных в отношении нефтегазоносности объекта.

Введение

В тектоническом отношении площадь исследования расположена на северо-западном склоне Непско-Ботубинской антеклизы, в зоне ее сочленения с Курейской синеклизой. Согласно схеме литолого-фациального районирования кембрийских отложений участок расположен в Илимпейском районе (рис. 1). Объектом изучения являлся осинский горизонт.

Осинский продуктивный горизонт (пласты Б₁, Б₂) залегает в нижней части нижнекембрийского галогенно-карбонатного комплекса и пользуется повсеместным распространением на территории Непско-Ботубинской НГО. Толщина горизонта не выдержана по площади, что связано с водорослёвыми постройками повышенной толщины.

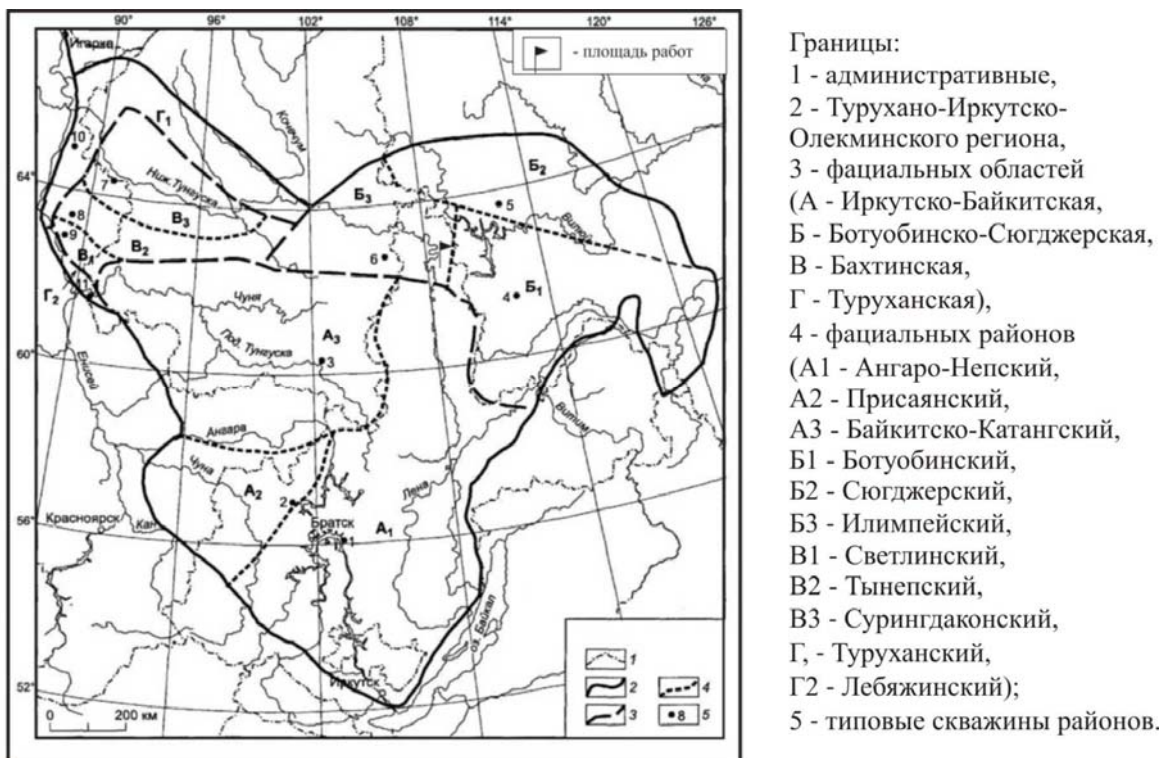


Рис. 1. Схема литолого-фациального районирования кембрийских отложений Турухано-Иркутско-Олекминского региона [1]

Изучение кембрийских ископаемых рифов в осинском горизонте Сибирской платформы были начаты в конце 60-х – начале 70-х годов [2]. На северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы, входящем в Талакан-Ботуобинскую карбонатную платформу, выявлен ряд рифовых построек в осинском горизонте (верхнебилирской подсвете). Здесь было открыто крупное Талаканское газонефтяное месторождение в осинском горизонте. Анализ строения Талаканской залежи показал, что здесь в осинское время образовался субширотный Талакан-Игнялинский краевой риф, который прослежен с запада на восток по площадям бурения в Иркутской области и республике Саха (Якутия) (Мышевский, 1991).

Сейсмофациальный анализ осинского горизонта

Литология осинского горизонта подробно рассмотрена в работах Л.А. Буддо, И.Л. Иванова (Буддо, 1972), Н.Е. Гущиной с соавторами (Гущина, 1991), В.Н. Киркинской с соавторами (Геология, 1980), В.Г. Кузнецовым, О.В. Дон (Кузнецов, 1984) Т.И. Гуровой и Л.С. Черновой [3], Е.А. Губиной (Губина, 2011) и другими исследователями. Отложения представлены хемогенными, обломочными, органогенно-обломочными известняками и доломитами, содержащими в качестве породообразующих остатки водорослей (Москвитин, 1975), [4]. Мощность биогермов составляет 80-100 м, сложены они строматолитовыми известняками. Породы сильно выщелочены, насыщены битумом и нефтью (Шашин, 1991).

Согласно описанию керна скважины Батырская 1, расположенной вблизи рассматриваемой территории, горизонт представлен доломитами с прослоями известняков и аргиллитов. Доломиты в отдельных участках водорослевые, иногда глинистые, ангидритизированные, слабо битуминозные

Основой прогноза ловушек УВ в отложениях осинского горизонта является выявление органогенных построек на основании анализа мощностей. Была построена карта изопакит между отражающими горизонтами M_2 (кровля терригенного венда) и А (кровля осинского горизонта). Карта изопакит отображает изменение по площади мощности отложений, которые сформировались за значительный промежуток времени и представлены в основном карбонатными отложениями.

По площади толщины интервала осинского горизонта изменяются в пределах от 280 м до 400 м. Наименьшие значения (300–280 м) имеют зоны, расположенные в южной части площади, это свидетельствует о том, что во время формирования отложений эти участки были наиболее гипсометрически выраженными. Повышение мощностей в северной части площади может быть связано с появлением в составе осинского горизонта рифоподобных построек, сформировавшихся на краю карбонатной платформы. Анализ сейсмических разрезов свидетельствует о том, что трапповые тела в северной части площади в интервале отложений между ОГ M_2 и ОГ А не развиты.

На рис. 2 представлена «Литолого-палеогеографическая карта осинского горизонта», согласно которой территория подразделяется на две зоны – развития карбонатов и преимущественно органогенных карбонатов.

Прогноз коллекторов в составе осинского горизонта

На первом этапе исследования было выполнено двумерное моделирование. Для осинского горизонта была рассчитана модель по каротажным данным скважины Северо-Могдинской 248 со следующими характеристиками: общее количество слоев – 8; эффективная мощность – 13 м; V_p – коллектора 5460 м/с, неколлектора – 6250 м/с;

ρ – коллектора 2.5 г/см^3 , неколлектора – 2.6 г/см^3 ; K_p коллектора – 7.6% , неколлектора – 6% . Результаты моделирования приведены на рис. 3. На модельном временном разрезе при переходе от неколлектора к коллектору наблюдается уменьшение амплитуд волнового пакета А, и незначительное уменьшение частоты по горизонту А.

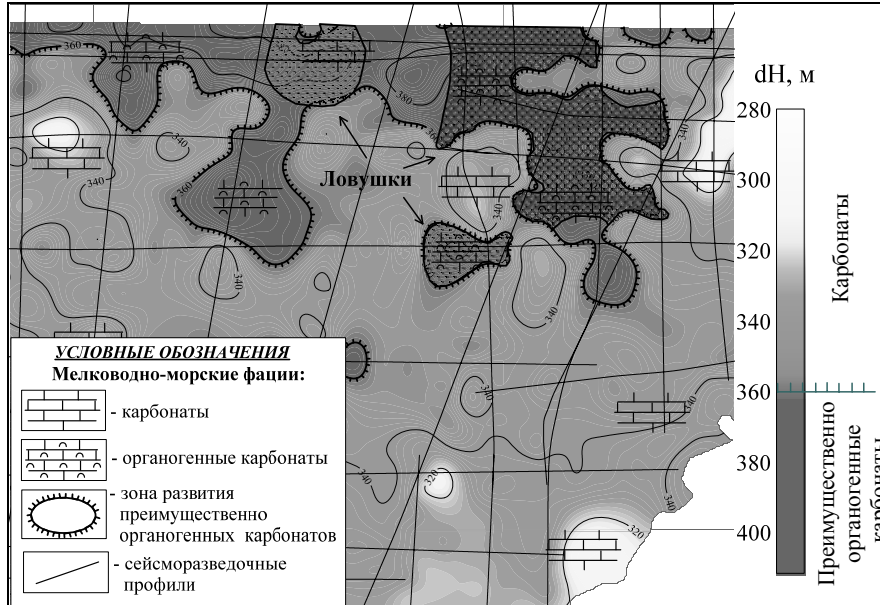


Рис. 2. Литолого-палеогеографическая карта осинского горизонта

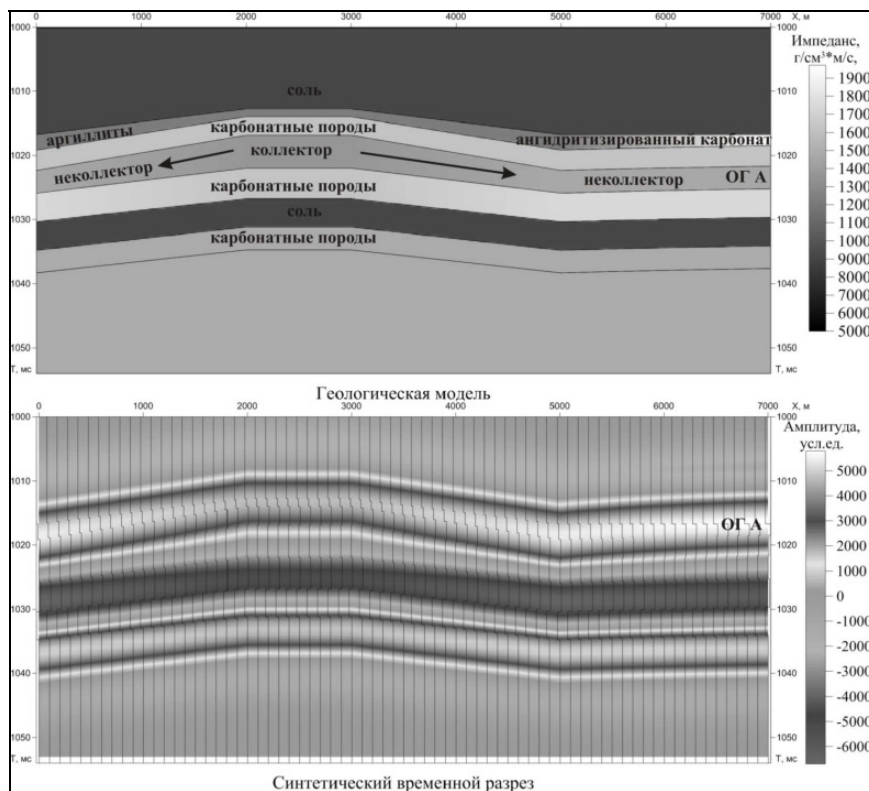


Рис. 3. Двумерное моделирование изменения коллекторских свойств осинского пласта

Для прогнозирования коллекторских свойств изучаемой среды в межскважинном пространстве в пределах площади съемки 2Д были рассчитаны сейсмические атрибуты различных динамических параметров. С учетом данных моделирования были выбраны сейсмические атрибуты, в которых отражаются изменения коллекторских свойств целевого горизонта, а также установлены интервалы сейсмического разреза, внутри которых происходят значимые изменения сейсмических атрибутов, связанные с изменениями физических свойств пород.

Карты динамических параметров рассчитывались в интерпретационном комплексе The Kingdom Suite. Как пример отображения зон коллекторов на рисунке 4 представлена карта Relative Impedance. Все оконтуренные объекты располагаются в зонах, характеризующихся пониженными значениями параметра, что свидетельствует о том, что в их пределах возможно наличие коллектора.

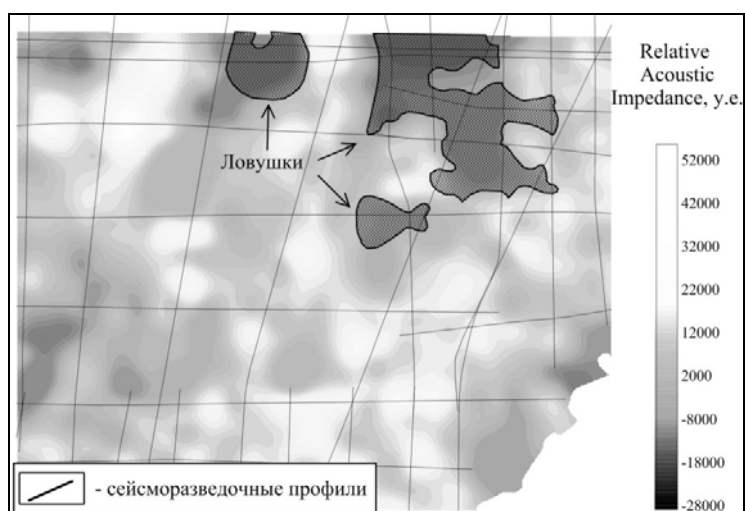


Рис. 4. Карта параметра Relative Acoustic Impedance (относительный импеданс) в интервале залегания осинского горизонта (ОГ А + 10 мс)

Заключение

На основе интерпретации сейсмического материала, моделирования, с учетом данных бурения на сопредельных территориях, уточнена модель строения осинского горизонта, выделены перспективные ловушки углеводородов.

Литература

1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 148 с.
2. Ефимов А.О., Сафронова И.Г., Мельников Н.В., Стариков Л.Е. и др. Некомпенсированные прогибы и зоны вымывания солей в разрезе кембрия юга Сибирской платформы // Новые данные по геологии и нефтегазонасности Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГиМС, 1980.
3. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1988. – 251 с.
4. Петров Н.Н. Обобщение и анализ промысловых данных и рекомендации для поисков скоплений углеводородов в осинском горизонте Непско–Ботубинской антеклизы // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЕКОВОГО ХОДА ТЕМПЕРАТУР НА ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ МАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ПАЛЕОКЛИМАТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Стоцкий В.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Цель исследований – оценить влияние палеоклиматического хода температур на земной поверхности на геотермический режим материнских отложений баженовской свиты юга Западной Сибири, на примере Верх-Тарского месторождения Новосибирской области. Оценка влияния векового хода температур выполнена на основе анализа результатов палеотемпературного моделирования. Использование при реконструкциях «местного» векового хода температур, построенного для южной палеоклиматической зоны, уточняет показатель плотности ресурсов.

Введение

Влияние векового хода температур земной поверхности (палеоклимата) на термическую историю нефтематеринских отложений подтверждается значительным количеством исследовательского материала [6]. Ученые и специалисты, занимающиеся моделированием термической истории осадочных бассейнов, принимают во внимание вековой ход температур на поверхности Земли [2 и др.]. Применяемый ими вековой ход температур можно условно назвать «стандартным», так как он не учитывает особенностей региональных палеоклиматических зон [3].

Цель исследований – оценить влияние палеоклиматического хода температур на земной поверхности на геотермический режим баженовских отложений юга Западной Сибири, на примере Верх-Тарского нефтяного месторождения Новосибирской области. Оценка выполняется на основе анализа результатов палеотемпературных реконструкций в трех основных вариантах: 1) палеоклимат не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур; 3) палеоклимат учитывается по «местному» вековому ходу температур, полученному [5] для южно-сибирской палеоклиматической зоны.

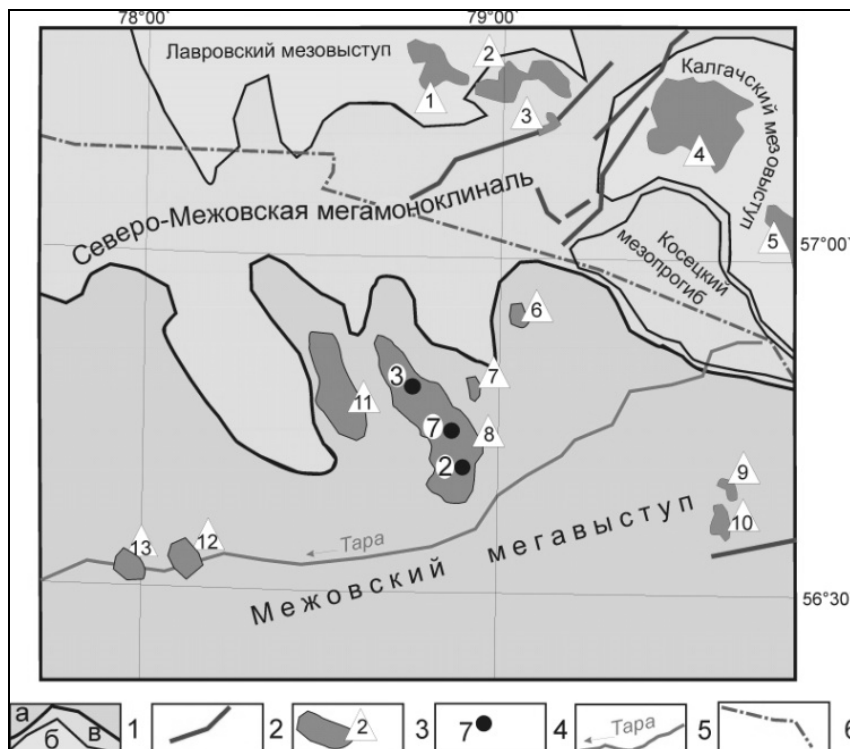
Основным критерием адекватности и предпочтительности вариантов моделируемой термической истории является лучшая согласованность максимума расчетных геотемператур с температурами «максимального палеотермометра» – температурами, определенными по отражательной способности витринита (ОСВ).

Характеристика объекта

Моделирование палеогеотемпературных условий материнских отложений баженовской свиты выполнено для осадочного разреза глубокой скважины Верх-Тарская 7 (рисунок). На Верх-Тарском месторождении промышленно-нефтегазоносными комплексами являются верхнеюрский (горизонт Ю₁) и палеозойский (пласт М). Основным источником УВ для залежи горизонта Ю₁ служит рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты. РОВ в этих отложениях сапропелевого типа, следовательно, пороговая температура очагов генерации нефти баженовской свитой равной 85 °С.

Метод палеотемпературного моделирования

Восстановление термической истории материнской баженовской свиты выполнено методом палеотемпературного моделирования [4]. Одно из краевых условий модели определяется температурой поверхности осадконакопления и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности Земли.



Обзорная схема района исследований: 1 – структуры: а – I порядка, б – II порядка, в – промежуточные; 2 – разрывные нарушения; 3 – месторождение углеводородов и его условный номер (8 – Верх-Тарское); 4 – исследуемая скважина Верх-Тарской площади; 5 – речная сеть; 6 – административная граница между Новосибирской и Томской областью

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом – по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, таким образом решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в любых заданных точках осадочной толщи Z в любые заданные моменты геологического времени t .

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания q в качестве «наблюденных» используем как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ.

Результаты моделирования геотермического режима

Решение прямых задач геотермии выполнено на 46-ть ключевых моментов геологического времени, соответствующих временам начала/завершения формирования каждой свиты и точкам «излома» векового хода температур на земной поверхности (табл. 1). По геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования (ГЗН) [1] выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей.

Анализ термической истории баженовской свиты

Моделирование разреза свидетельствует о том, что в *Варианте 1* материнская свита «пережила» самую короткую и самую холодную главную фазу нефтеобразования.

Таблица 1

Расчетные геотемпературы баженовской свиты скв. Верх-Тарская 7

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный»	«Местный»		Без учета палеоклимата (Вариант 1)	Без учета палеоклимата, без учета ОСВ (Вариант 2)	Учет палеоклимата, «стандартный» ход температур (Вариант 3)	Учет палеоклимата, «местный» ход температур (Вариант 4)
0	+2	0	2441	88	82	85	82
0,005	+2	+3	2441	88	82	85	82
0,03	+2	-2	2441	88	82	85	81
0,05	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,07	+2	-4	2440	88	82	85	80
0,09	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,11	+2	-4	2440	88	82	85	81
0,13	+2	-1	2439	88	82	85	80
0,15	+2	-4	2439	88	82	85	81
0,19	+2	-9	2439	88	82	85	82
0,21	+2	-6	2438	88	82	85	83
0,235	+2	-10	2438	88	82	85	82
0,24	+2	0	2438	88	82	85	84
1,64	+2	+1	2421	87	82	84	84
3,1	+2	+2	2421	87	82	84	86
3,2	+2	+2	2420	87	82	85	87
3,8	+5	+12	2420	87	82	87	93
4,7	+4	+3	2420	87	82	86	86
5,2	+4	-3	2420	87	82	86	87
5,7	+4	+7	2420	87	82	86	90
6,3	+4	+10	2420	87	82	86	91
7	+4	+4	2420	87	82	86	87
20	+7	+15	2419	87	82	89	98
24	+8	+16	2419	87	81	90	99
31,5	+9	+17	2302	82	77	86	95
32,3	+10	+16	2289	82	77	87	94
34	+12	+15	2276	81	76	88	92
37,6	+15	+14	2250	80	75	90	90
41,7	+19	+12	2219	79	74	94	87
42	+20	+11	2218	79	74	94	86
46	+21	+8	2203	78	73	94	82
54,8	+21	+19	2169	77	72	93	92
58	+20	+24	2160	76	72	92	97
61,7	+20	+22	2149	76	71	91	94
73	+20	+15	2045	72	67	87	84
73,2	+20	+16	2043	72	67	87	84
86,5	+20	+22	1981	69	65	85	87
89,8	+20	+22	1819	63	59	79	82
90	+20	+23	1815	63	59	79	82
91,6	+20	+22	1786	59	55	76	79
114,1	+20	+21	940	31	29	49	50
118	+20	+19	939	31	29	49	48
120,2	+20	+19	938	31	29	49	48
132,4	+20	+19	265	9	8	28	27
136,1	+20	+19	214	7	6	26	25
145,8	+20	+19	29	1	1	21	20
Расчетный тепловой поток q , мВт/м ²				52	49	49	49

Примечание. Заливкой показаны температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН), темной заливкой – абсолютный палеотемпературный максимум ГЗН, серой заливкой – относительные палеотемпературные максимумы ГЗН.

Вариант 2 показывает, что баженовская свита практически не входила в ГЗН. Это не согласуется с установленной нефтегазоносностью пласта Ю₁. В *Вариантах 3 и 4* баженовская свита имеет «богатые», но разные термические истории ГФН.

Таблица 2

Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур

Глубина	Измер. темпер. °С	Способ измерения	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
			Расчет. °С	Δt °С	Расчет. °С	Δt °С	Расчет. °С	Δt °С	Расчет. °С	Δt °С
Скважина Верх-Тарская 7										
2485	85	Пластовые	89	+4	84	-1	86	+1	83	-2
2485	86	Пластовые	89	+3	84	-2	86	0	83	-3
2488	80	Пластовые	89	+9	84	+4	86	+6	83	+3
2735	106	По ОСВ	89	-17	-	-	99	-7	108	+2

Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур (табл. 2) показывает, что в *Варианте 1* «невязка» решения обратной задачи геотермии достигает 14–17 °С. Что является неприемлемым результатом. *Вариант 2* показывает, что имеет место минимальная «невязка». Эта согласованность кажущаяся, т.к. получаемая при этом термическая история (табл. 1) не согласуется с результатами испытаний пласта Ю₁. В *Вариантах 3 и 4* «невязки» решений обратных задач приемлемы, т. к. измеренные и расчетные геотемпературы имеют погрешность порядка ± 2 °С. Можно отметить, что «невязки» в случае учета палеоклимата по «местному» ходу температур на земной поверхности (*Вариант 4*) заметно меньше.

Заключение

Показано, что учет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю нефтематеринских отложений. Установлено, что при определении ресурсов УВ на землях юга Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности, построенный для южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Это позволит более корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования и не завышать/занижать прогнозные ресурсы, определяемые объемно-генетическим методом.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол_а

Литература

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
2. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
3. Гольберт А.В. Основы региональной палеоклиматологии. – М: Недра, 1987. – 222 с.
4. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
5. Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова (Искоркина) А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.
6. Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницина К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) // Известия ТПУ. – 2013 – Т. 322. – № 1. – С. 45–50.

ОСВОЕНИЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ ДОЮРСКОГО НГК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

¹Сунгурова О.Г., ²Мазуров А.К.

¹ООО «Газпромнефть-Хантос», Ханты-Мансийск

²Томский политехнический университет

На примере трех месторождений Ханты-Мансийского АО показано, что изучение и поиски трудноизвлекаемых нефтей доюрского НГК обеспечивают прирост ресурсов до 60 %, уменьшение объемов капитальных затрат на 16 % и снижение геологоразведочного риска. Ресурсоэффективность поисков состоит в возможности наращивании ресурсной базы на землях уже действующих нефтепромыслов с развитой инфраструктурой. Важным для оценки доюрских нефтегазовых систем является понятие «юрский главный источник», которое тождественно понятию «очаг генерации углеводородов».

Введение

Эксперты оценивают, что за последние 5 лет снижение добычи нефти в Западной Сибири составило порядка 2% [1, 2]. Вместе с тем, Западная Сибирь и в долгосрочной перспективе остается основным нефтедобывающим регионом России. Время «легкой» нефти юрско-меловых терригенных резервуаров в регионе заканчивается, приходит время расширения стратиграфического диапазона поисков, время освоения трудноизвлекаемых запасов.

В настоящее время остро встала проблема разработки критериев и эффективных схем оценки перспектив и освоения трудноизвлекаемых запасов материнских (сланцевых) толщ России [3]. Следует отметить, что методология осадочно-миграционной теории нефтидогенеза лежит в основе исследований по этой проблеме как российских, так и западных ученых.

Настоящее сообщение посвящено проблеме оценки перспектив нефтегазоносности и освоения доюрских образований Западной Сибири с трудноизвлекаемой нефтью, а именно к таковым относятся нефти данных комплексов. Оценка выполнена на примере Северо-Рогожниковского, Рогожниковского и Хантымансийского месторождений Ханты-Мансийского АО.

Оценка ресурсов нефтей доюрского НГК

Для оценки прироста ресурсов за счет освоения залежей в доюрском основании нами проведен оценочный расчет извлекаемых запасов для каждого нефтегазонасного комплекса на Северо-Рогожниковском, Рогожниковском и Хантымансийском месторождениях ХМАО [4] (рис. 1). Запасы определяются как произведение объема коллекторов, средних значений коэффициента пористости, коэффициента нефтенасыщенности и коэффициента извлечения нефти.

Запасы условно рассчитываются в м³, формула для расчета: $Q = F \cdot h_n \cdot k_n \cdot k_n \cdot \eta$, где Q – извлекаемые запасы нефти, м³; F – площадь нефтеносности, м²; h_n – средняя эффективная мощность НГК (пласта), м; k_n – коэффициент открытой пористости, отн. ед.; k_n – коэффициент нефтенасыщенности, отн. ед.; η – коэффициент извлечения нефти, отн. ед.



Рис. 1. Обзорная схема территории исследований: 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождение нефти и его условный номер: 1 – Северо-Рогожниковское, 2 – Рогожниковское, 3 – Хантымансийское

Нефтегазоносность на Северо-Рогожниковском месторождении выявлена в доюрских отложениях (Tr), среднеюрском (пласты ЮК₂₋₄), верхнеюрском (ЮК₁, ЮК₀) и меловом (ВК₁₋₂) НГК. Залежи, в основном, пластово-сводового типа, залежь в доюрских отложениях – с элементами тектонического экранирования. Исходные данные и результаты оценки извлекаемых запасов представлены в табл. 1.

Таблица 1
Исходные данные и оценка извлекаемых запасов нефти по Северо-Рогожниковскому месторождению

НГК	F , тыс. м ²	h_n , м	k_n , отн. ед.	k_n , отн. ед.	η , отн. ед.	Q , тыс. м ³	Q , %
Меловой	360 000	32	0,10	0,50	0,25	144 000	94,4
Юрские	5760	10	0,16	0,50	0,25	1152	0,8
Доюрский	6750	51	0,17	0,50	0,25	7315	4,8
Итого						152 467	100,0

Из табл. 1 следует, что запасы доюрского НГК по Северо-Рогожниковскому месторождению составляют заметный вклад (порядка 5 %) в общий объем извлекаемых запасов.

На Рогожниковском месторождении установлена нефтеносность в образованиях триаса (Tr), тюменской (пласты ЮК₂₋₆), абалакской (ЮК₁), тутлеймской (ЮК₀) свит, в отложениях викуловской (ВК₁) свиты. Также непромышленные притоки нефти получены из отложений пласта АК₃ фроловской свиты. Исходные данные и результаты оценки извлекаемых запасов представлены в табл. 2.

Таблица 2

Исходные данные и оценка извлекаемых запасов нефти по Рогожниковскому месторождению

НГК	Пласт	F , тыс. м ²	h_n , м	k_n , отн. ед.	k_n , отн. ед.	η , отн. ед.	Q , тыс. м ³	Q , %
Меловой		424 000	5	0,10	0,50	0,25	26 500	8,4
Юрские	ЮК ₇	93	4	0,10	0,50	0,25	11 460	3,6
	ЮК ₅	93	10	0,10	0,50	0,25		
	ЮК ₄	152 449	6	0,10	0,50	0,25		
	ЮК ₂₋₃	93	10	0,10	0,50	0,25		
Доюрский		441 911	50	0,10	0,50	0,25	276 194	87,9
Итого							314 154	100,0

На Рогожниковском месторождении основная доля извлекаемых запасов (порядка 88 %) приходится на ресурсы залежей доюрского основания.

В доюрском НГК на Хантыманийском месторождении открыто три нефтяные залежи: две – в пределах Хантыманийской структуры и одна – в пределах Нижнегалыновского поднятия. Нефтеносность доюрского комплекса приурочена к карбонатным породам. Особенностью этих пород является наличие в них пустотного пространства, связанного не только с порами, но и с трещинами, кавернами, обеспечивающими высокодебитные притоки нефти из этого объекта. Исходные данные и результаты оценки извлекаемых запасов представлены в табл. 3.

Таблица 3

Исходные данные и оценка извлекаемых запасов нефти по Хантыманийскому месторождению

НГК	F , тыс. м ²	h_n , м	k_n , отн. ед.	k_n , отн. ед.	η , отн. ед.	Q , тыс. м ³	Q , %
Юрские	760	3	0,10	0,50	0,25	24	0,3
Доюрский	16 796	40	0,10	0,50	0,25	8398	99,7
Итого						8422	100,0

На Хантыманийском месторождении практически все извлекаемые запасы приходится на ресурсы доюрского НГК.

Оценка средней величины прироста ресурсов УВ на месторождениях центральной части Западной Сибири (на примере 3-х представительных месторождений), за счет залежей в доюрском основании, дает величину порядка 60% (табл. 4).

Таблица 4

Сводная оценка извлекаемых запасов нефти по Северо-Рогожниковскому, Рогожниковскому и Хантыманийскому месторождениям

Месторождение	Меловой и юрские НГК		Доюрский НГК		Итого, %
	Q , тыс. м ³	Q , %	Q , тыс. м ³	Q , %	
Северо-Рогожниковское	145 152	95,2	7 315	4,8	100
Рогожниковское	37 960	12,1	276 194	87,9	100
Хантыманийское	24	0,3	8 398	99,7	100
ВСЕГО	183 136	38,6	291 908	61,4	100

Оценка капитальных затрат на освоение

Снизить величину капитальных вложений можно путем реализации комплексного инфраструктурного проекта. Сущность этого проекта в том, что при освоении новых мелких и средних месторождений используется инфраструктура уже эксплуатируемого месторождения.

Опираясь на предложенную стратегию поисков [4], недропользователи, которые уже эксплуатируют месторождения, приуроченные к юрскому НГК, могут провести дополнительные исследования на объекты в доюрском НГК. За счет этого, увеличение ресурсов может составить до 60 % (табл. 4). При этом, эксплуатационные расходы вырастут пропорционально извлекаемым запасам, а капитальные затраты возрастут существенно меньше, так как промысел обустроен, транспортная сеть развита.

За счет сокращения затрат на промысловое обустройство и исключение затрат на внешние коммуникации, недропользователь, осуществляя прирост запасов за счет залежей доюрского НГК, снижает капитальные затраты не менее, чем на 16 % (табл. 5).

Таблица 5

Структура капитальных вложений в освоение мелких и средних месторождений [5]

Группа месторождений по величине извлекаемых запасов, млн т	Удельные капитальные вложения, руб./т	Строительство скважин, %	Промысловое обустройство, %	Оборудование для нефтедобычи, %	Внешние коммуникации, %	Итого, %
I (менее 1)	3600	30	20	5	45	100
II (1–3)	2500	40	20	5	35	100
III (3–10)	1800	53	18	4	25	100
IV (10–30)	1300	65	15	4	16	100

Снижение геологоразведочного риска

Теоретически обосновано и экспериментально доказано [6], что основным источником УВ для залежей фундамента является материнские породы/залежи УВ отложений юрских горизонтов. Поэтому поиски на доюрский НГК могут эффективно проводить недропользователи, которые уже имеют месторождения с нефтегазоносными объектами в юре. *Если промышленная нефтегазоносность вышележащих юрских отложений доказана, следовательно, снижается геологоразведочный риск.*

Основным показателем, характеризующим эффективность освоения месторождения, является накопленный дисконтированный поток наличности (NPV). Мелкие и средние месторождения по величине извлекаемых запасов делятся на 4 группы: I – до 1 млн т; II – от 1 до 3 млн т; III – от 3 до 10 млн т; IV – от 10 до 30 млн т. С учетом принятых условий определено значение NPV для месторождений в каждой группе (табл. 6). Результаты этих расчетов показывают, что освоение нефтяных месторождений групп I–III и части месторождений группы IV экономически нецелесообразно.

Однако, по приведенным выше расчетам (табл. 4), ресурсы залежей в доюрском основании могут существенно превышать 10–30 млн т, т. е. по показателю NPV освоение этих залежей будет эффективным.

Таблица 6

Расчетные значения NPV для групп мелких и средних месторождений [7]

Группа месторождений по величине извлекаемых запасов, млн т	NPV _{max} , млн руб.	NPV _{min} , млн руб.	Среднее, млн руб.
I (меньше 1)	-1013	-1242	-1114
II (1–3)	-748	-1013	-819
III (3–10)	-202	-713	-510
IV (10–30)	2481	-121	956

Заключение

Поиски нефтеперспективных объектов в доюрском основании могут обеспечить прирост осваиваемых ресурсов, за счет залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе, до 60 %. Экономический эффект таких поисков (не менее, чем 16 %) достигается уменьшением объемов капитальных затрат за счет прироста ресурсов на землях нефтепромыслов. Поиски рекомендуется выполнять на месторождениях с нефтегазоносными объектами в нижней юре, питаемыми, как и доюрские объекты, одним «юрским источником».

Представляется весьма важной для оценки доюрских нефтегазовых систем концепция «главного источника», отождествляемого в Западной Сибири с нижнеюрскими радомской и тогурской материнскими свитами. Понятие «главного источника» в контексте проблемы и методологии наших исследований тождественно понятию «очаг генерации углеводородов». А последний уже является поисковым признаком, картируемым геофизическими, геохимическими и палеоструктурными методами [4].

Литература

1. Нобатова М. Салымский проект: полигон для новых технологий // Нефтегазовая Вертикаль. – 2013. – № 17. – С. 40–52.
2. Шпильман А.В., Захарченко Н.Н., Душенко О.О., Филатов С.А. Определение экономических условий эффективности освоения запасов баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 14–17.
3. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций. Автореферат дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – С-Петербург: ВНИГРИ, 2015. – 24 с.
4. Сунгурова О.Г., Мазуров А.К., Исаев В.И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 325. – № 1. – С. 147–154.
5. Зиновьев А.А., Мелехин А.Е. Проблемы освоения мелких и средних месторождений углеводородов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 2. – С. 22–26.
6. Лобова Г.А. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских отложений центральной части и юго-востока Западной Сибири. Автореферат дис. докт. геол.-мин. наук: 25.00.10. – Томск: ТПУ, 2015. – 44 с.
7. Хакимов Б.В. Ценообразование на продукцию геологического изучения недр в рыночных условиях // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 3. – С. 25–31.

ГРАВИТОМОГРАФИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НИЖНЕАНГАРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА: БУДУЩИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЗВЕСТНЫ

Тараканов К.В.

ООО «Геофизическое бюро», Новокузнецк

На примере Нижнеангарского нефтегазоносного района показана возможность диагностики залежей углеводородов путем томографического анализа данных региональной гравиметрической съемки масштаба 1:200000. На полученной модели контрастными аномалиями проявляются известные месторождения и другие перспективные аномалии крупных и средних размеров. Ресурсы газа в районе, оцененные через площади аномалий, составляют более 2,2 трлн м³.

Введение

Нижнеангарский самостоятельный нефтегазоносный район выгодно отличается, в сравнении с остальной Восточной Сибирью, более развитой промышленной инфраструктурой и дорожной сетью. Но освоение района недропользователями осложнено, кроме прочих трудностей, повышенными рисками геологического характера из-за слабой изученности территории.

В то же время, у недропользователя есть возможность заметно снизить риски, если обратиться к гравитомографической модели выбранной площади. Модель позволяет заранее обозначить объекты поиска или установить отсутствие таковых, что не менее важно. Обращение к модели является полезным на всех этапах поисковых работ.

Геолого-геофизическая изученность района

Значительная часть нефтегазоперспективных районов уже заснята региональной гравиметрической съёмкой масштаба 1:200000, которая является составной частью государственной программы геологического изучения территорий. Данные этой съёмки возможно использовать для прогноза залежей углеводородов даже при отсутствии каких-либо дополнительных сведений. Фильтрационная томография позволяет сформировать объемную модель поля. Низкоплотные горизонты толщины в первые сотни метров, потенциально нефтегазоносные, проявляются на модели аномалиями.

Смелое заявление автора, приведенное в заглавии, опирается на итоги сопоставления гравитомографической модели Нижнеангарского района с имеющимися в открытом доступе результатами поисковых работ: – известные месторождения отмечаются на модели хорошо выраженными аномалиями. Допустимо предположить то, что и другие выявленные аномалии соответствуют залежам месторождений, пока неоткрытых.

Газовые месторождения в Нижнеангарском районе, – Агалеевское, Имбинское, Берямбинское, Абаканское и Ильбокичское, приурочены к линейным антиклинальным складкам, сформировавшимся в зонах крупных разломов. Ширина складок варьирует от 3 до 13 км, длина – от 3 до 10–45 км. Большая часть структур прослеживается в отложениях всего осадочного чехла. Высота газовых ловушек достигает нескольких сотен метров. В наблюдаемом гравитационном поле антиклинали иногда проявляются локальными повышениями значений, но чаще визуальны неразличимы.

Гравитомографические модели района

На гравитомографической модели продуктивные антиклинали отмечаются *характерным типом разреза* (рис.1). Верхняя часть представлена горизонтами повышенной плотности и заканчивается самыми плотными на разрезе образованиями усольской свиты в подошве кембрия (глубина порядка 1550 м).

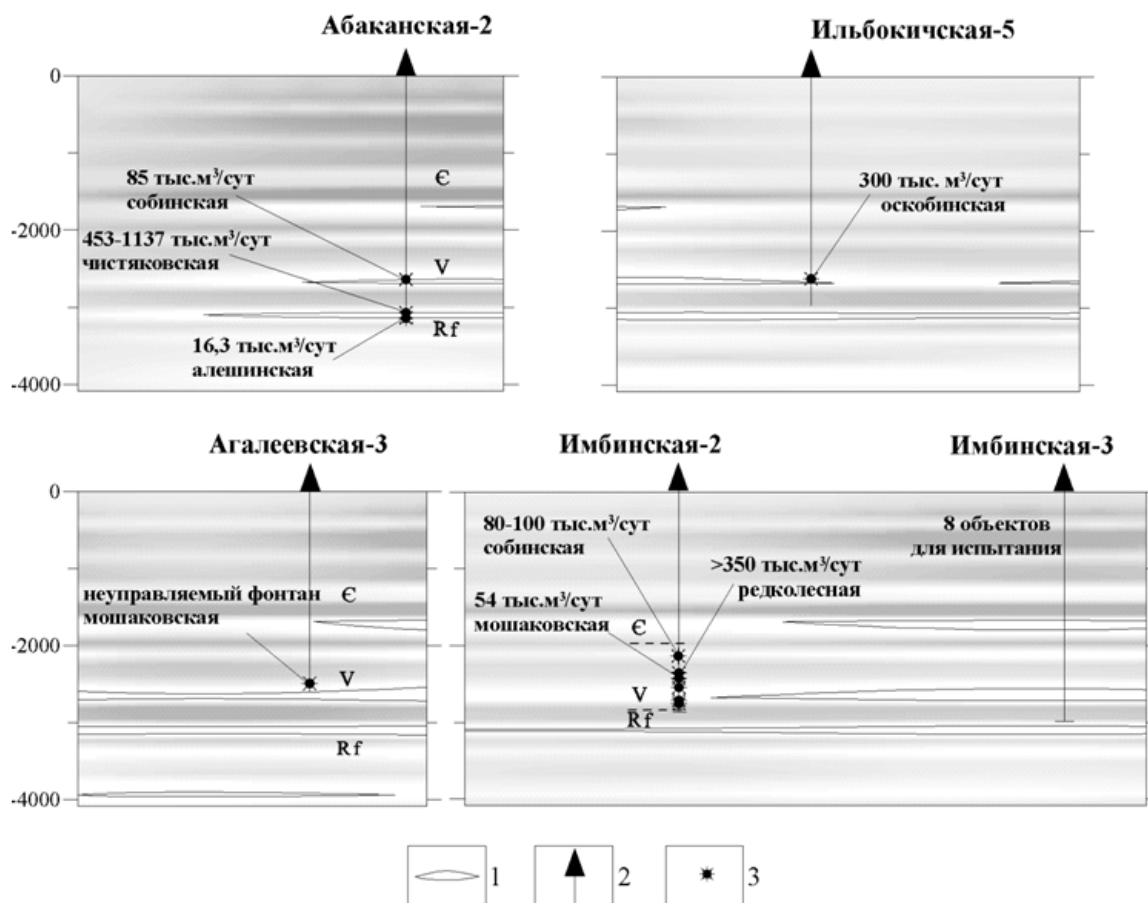


Рис. 1. Разрезы гравитомографических моделей известных месторождений: 1 – контуры аномалий пониженной плотности на модели; 2 – поисковые скважины; 3 – притоки газа в скважине

Нижняя часть разреза представлена в целом менее плотными образованиями венда, содержащими аномально разуплотненные газоносные горизонты. Первая аномалия разуплотнения наблюдается сразу под усольской свитой, другие – на трёх-четырёх горизонтах вниз по разрезу. Многорусная аномалия разуплотнения оканчивается либо в подошве осадочного чехла, либо ещё ниже, – в терригенных образованиях верхнего рифея (глубина порядка 3100 м). В редких случаях наблюдаются аномалии разуплотнения в более глубоких горизонтах рифея.

Погоризонтные срезы гравитомографической модели позволяют оконтурить перспективные аномалии разуплотнения в плане. Структурные снимки срезов модели дают четкие границы аномалий-неоднородностей (рис. 2).

Гравитомографическая модель Нижнеангарского района показала: 1) выявлено множество аномалий разуплотнения того же типа, каким отмечаются известные в районе месторождения; 2) основными формами аномалий являются линейная у крупных аномалий и близкая к изометричной у аномалий средних размеров;

3) на вертикальном разрезе аномалии занимают два-три яруса; 4) лучшим образом выражены аномалии нижнего яруса (глубина порядка 3100 метров), приуроченные к подошве осадочного чехла; 5) аномалии в осадочном чехле наследуют слабовыраженные зоны линейного типа в рифейском основании, которые отождествляются с разрывами северо-восточного и северо-западного направлений; 6) контуры аномалий разуплотнения не всегда совпадают с контурами антиклиналей, выделенных по результатам сейсморазведки; 7) четверть поисковых скважин, заложенных, на основе данных сейсморазведки, в локальное поднятие, не попала в аномалии разуплотнения; 8) продуктивные скважины известных месторождений находятся в пределах аномалий.

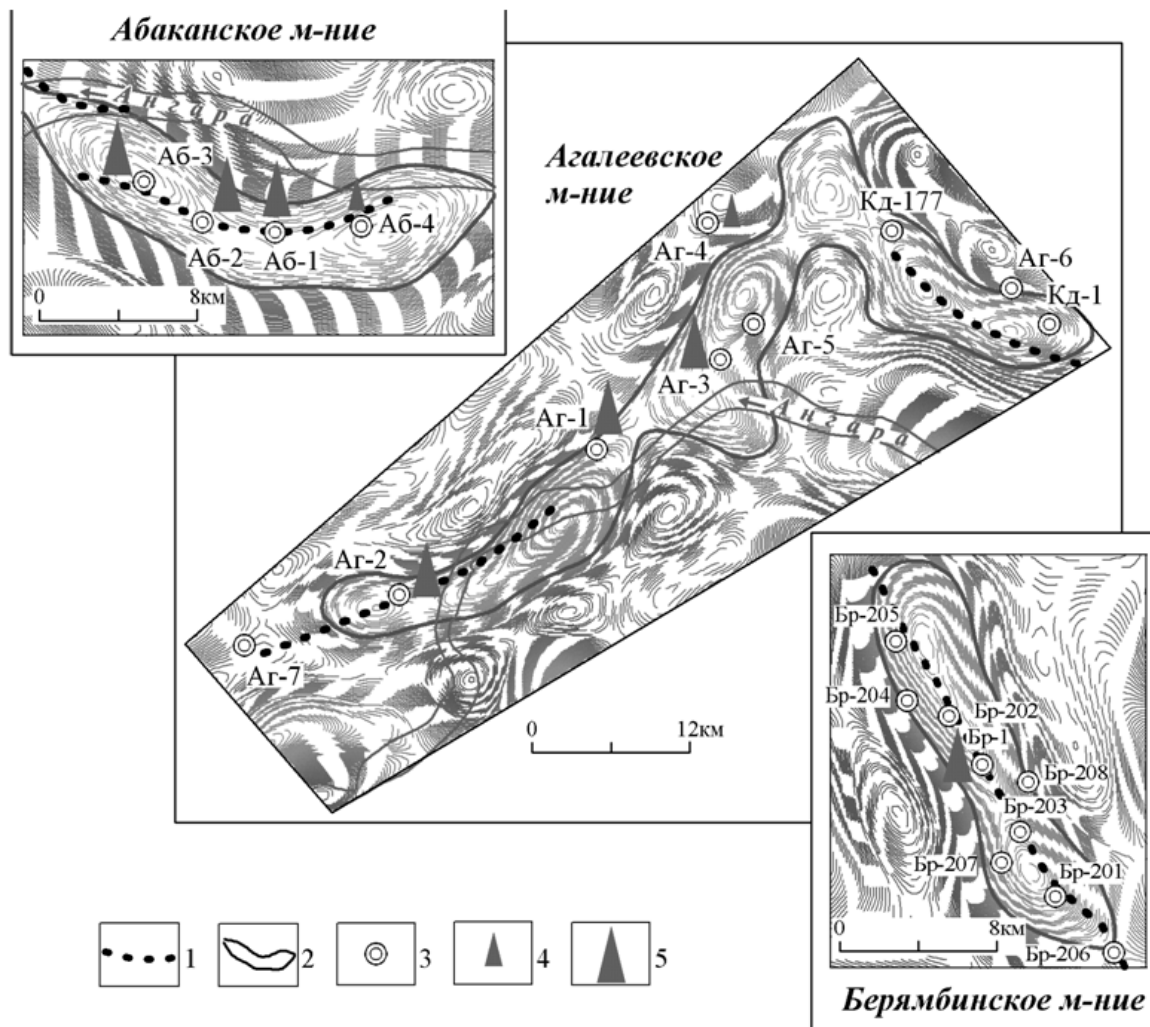


Рис. 2. Структурные снимки гравитомографических моделей:
 1 – оси линейных антиклиналей; 2 – контуры неоднородностей на томографической модели, отвечающих низкоплотным газоносным горизонтам; 3 – поисковые скважины;
 4 – притоки газа в скважине; 5 – промышленные притоки газа в скважине

Линейка аномалий томографической модели на глубине 3100 м, включая известные месторождения, представлена на рис. 3. Из их числа 14 новых аномалий имеют параметры крупных месторождений. Одна из них превышает по площади, а, следовательно, и по ресурсам, самое крупное месторождение района – Агалеевское. Преобладающая часть аномалий, а именно 77 новых аномалий, имеют средние параметры.

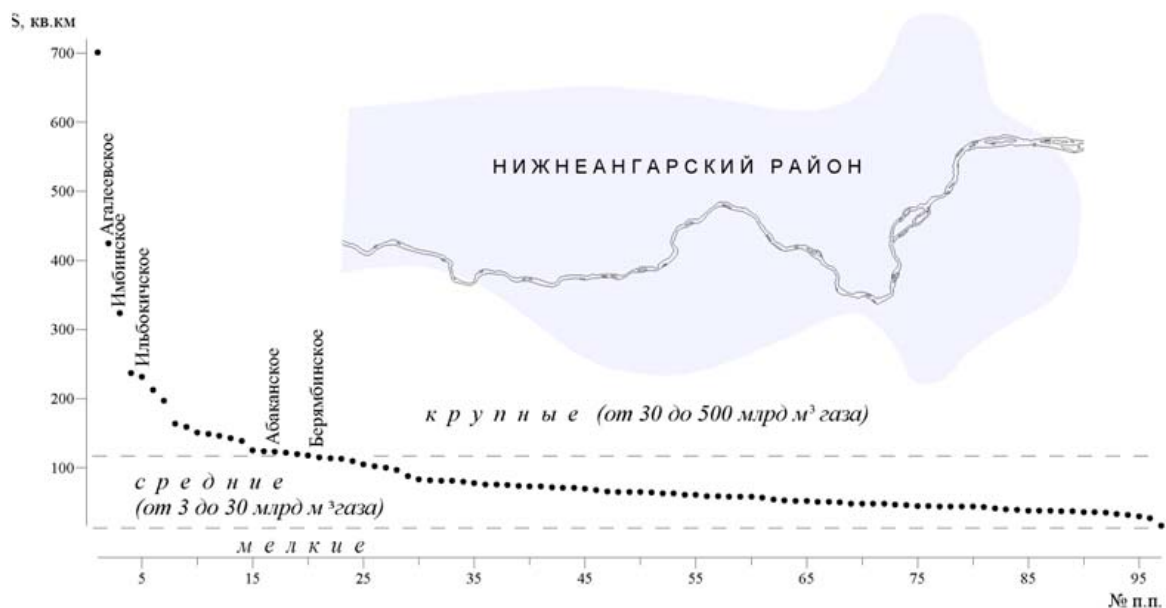


Рис. 3. Линейка перспективных аномалий гравитомографической модели Нижнеангарского района

Заключение

Гравитомографическая модель позволяет приближенно, но обоснованно, оценить ресурсы газа в Нижнеангарском районе через размеры площадей выявленных аномалий. В качестве эталона взято Абаканское месторождение с площадью аномалии около 123 км^2 и запасами газа категорий $C_1+C_2=31,9$ млрд м^3 . Сумма площадей аномалий, выделенных на модели, включая известные месторождения, равна 8772 км^2 . Отсюда, ресурсы газа в Нижнеангарском районе составляют 2275 млрд м^3 .

Указанная величина, скорее всего, неполная, поскольку в расчёт взят только один тип аномалий гравитомографической модели – тип антиклинальных складок. Значительно в меньшем количестве на модели отмечаются аномалии и другого типа, характерного для нефтегазовых проявлений Камовского свода. Перспективы такого типа аномалий в Нижнеангарском районе доказаны поисковой скважиной Богучанская-1, давшей 12 продуктивных пластов в вендских образованиях.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕАПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕРРИТОРИИ ГЫДАНА

Торопова Т.Н., Щербаненко В.М., Чернышова Т.И.

ПАО «Сибнефтегеофизика», Новосибирск

Работа посвящена изучению особенностей геологического строения и условий формирования верхнеаптских отложений Центрально-Гыданской площади. На основе данных сейсморазведки 2D и корреляции разрезов скважин создана схема геолого-геофизического строения верхнеаптских отложений.

Введение

Гыданская нефтегазоносная область является одной из наименее изученных территорий Западно-Сибирской мегапровинции и расположена на северо-востоке Западно-Сибирской плиты. В административном отношении площадь работ находится в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Согласно принятому тектоническому районированию (Конторович, 2001), рассматриваемая территория по мезозойско-кайнозойским отложениям расположена в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы и частично занимает Енисей-Хатангский региональный прогиб (рис. 1).

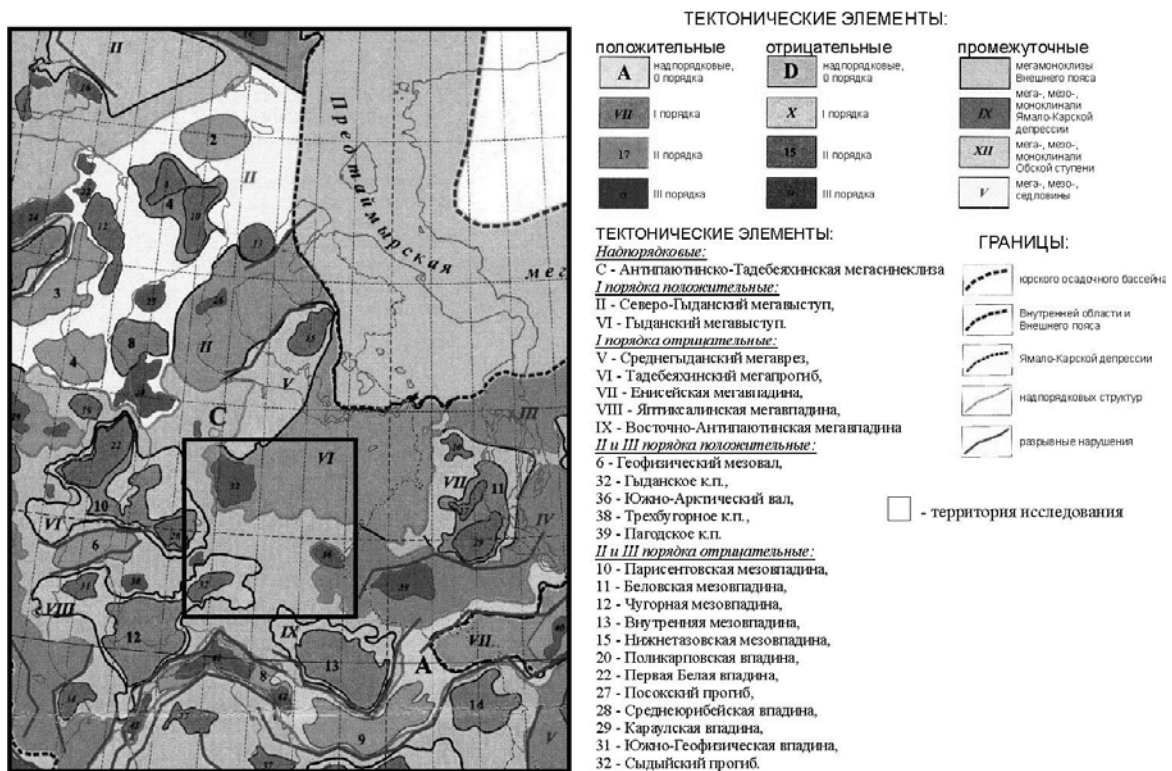


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по В.А. Конторовичу и др.)

Согласно схеме структурно-фациального районирования, апт-альб-сеноманские отложения Гыданского полуострова относятся к Полуйско-Ямало-Гыданскому фациальному району, где разрез представлен верхами таноупчинской свиты. Свита состоит преимущественно из континентальных сероцветных песчано-глинистых угленосных

пород мощностью 500–700 м. Песчаники мелко- и среднезернистые, слабоокатанные, сцементированные глинистым цементом. Открытая пористость изменяется от 13 до 23 %. Суммарная мощность пластов углей увеличивается с юга на север от 1,6 (скв. 104 Новопортовская) до 69,1 м (скв. 44 Харасавэйская) (Скоробогатов, 1988). Пласты свиты местами выдержаны по простиранию на значительные расстояния, местами имеют линзовидное строение, в результате чего песчаники свиты гидродинамически связаны между собой. В породах иногда отмечается комковатая текстура глиен (Конторович, 1975).

Отложения таноупчинской свиты согласно залегают на породах ахской свиты и трансгрессивно перекрываются осадками яронгской свиты, которая сложена серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами, от тонкоотмученных до алевроитовых, с прослоями песчаников и алевролитов.

На большей части территории Западной Сибири в позднем апте началась регрессия морского бассейна, в результате чего происходило накопление грубообломочных, преимущественно песчаных и песчано-алевроитовых отложений. Территория Центрально-Гыданской площади представляла собой прибрежно-морские обстановки осадконакопления. Таноупчинская свита формировалась в обстановке мелководного шельфа, при активном влиянии мутьевых потоков и подводных течений (Девятов, 2003). В результате относительно кратковременных регрессий бассейн частично осушался, что подтверждается наличием прослоев углей в разрезе.

Относительное углубление бассейна произошло во время накопления глиен нейтинской пачки (аналог кошайской глинистой пачки в центральных районах Западной Сибири). В начале альбского века происходит новая трансгрессия моря, о чем свидетельствует почти исключительно глинистый состав яронгской свиты.

В позднем апте для территории Центрально-Гыданской площади определяющим источником сноса являлись структуры восточного обрамления Западно-Сибирской плиты: Таймыр, Северная Земля и Сибирская платформа. В областях сноса отмечается усиление тектонической активности.

Нефтегазоносность территории

По нефтегазогеологическому районированию регион относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и выделяется в составе Гыданской нефтегазоносной области.

В Карско-Ямальском регионе в разрезе апт-альб-сеноманского продуктивного комплекса выделено два региональных резервуара (Казаненков, 2014): верхнеаптский и альб-сеноманский, разделенные мощной нижнеальбской глинистой покрывкой – хантымансийской глинистой пачкой (низы яронгской свиты). Верхнеаптский нефтегазоперспективный комплекс, включает в себя верхнюю часть таноупчинской свиты в объеме пластов ТП₁-ТП₁₅. В нем сосредоточены наибольшие запасы углеводородов. Эти отложения оказались продуктивными на 8 из 12 открытых месторождений Гыданского полуострова. Региональной покрывкой служат глинистые породы яронгской свиты, локальными покрывками – глинистые пачки самой таноупчинской свиты.

Наиболее значительные многозалежные месторождения приурочены к крупным положительным тектоническим структурам II порядка. В структурно-пониженных зонах расположены одно-трехзалежные небольшие и средние месторождения, приуроченные к малым по площади антиклинальным поднятиям.

Сейсмогеологическая характеристика территории

На территории исследования в меловых отложениях традиционно выделяется три сейсмогеологических мегакомплекса, по объему совпадающих с осадочными и нефтегазоперспективными комплексами: берриас-нижнеаптский, верхнеаптский и альб-сеноманский (рис. 2). При построении сейсмогеологической модели меловых отложений главными реперами послужили региональные глинистые пачки: арктическая (кровля ахской свиты), нейтинская (нижняя часть танопчинской свиты) и кровля гольчихинской свиты, подстилающая комплекс неокомских отложений.

В работе особое внимание уделено верхнеаптскому этапу развития территории, как наиболее перспективному на поиски углеводородов. При построении сейсмогеологической модели верхней части танопчинской свиты основной корреляционный репер, характерный для неокома Ямала и Гыдана – нейтинская глинистая пачка, мощность которой изменяется от 40 до 80 м. В основании этой пачки отмечаются пласты алевролитов и песчаников – ТП₁₄-ТП₁₅. Пачка делит свиту на две части: нижняя относится к баррем-нижнеаптскому региональному резервуару, верхняя – к верхнеаптскому.

Верхнеаптский мегакомплекс на временных разрезах контролируется отражающими горизонтами М в подошве и М₁ в кровле (рис. 3). Для этих отложений доминирующий тип ловушек – структурный, но залежи УВ в нижнемеловой толще Гыдана характеризуются очень сложным литологическим строением (наблюдаются литологические экраны), на ряде месторождений отмечается влияние разломной тектоники.

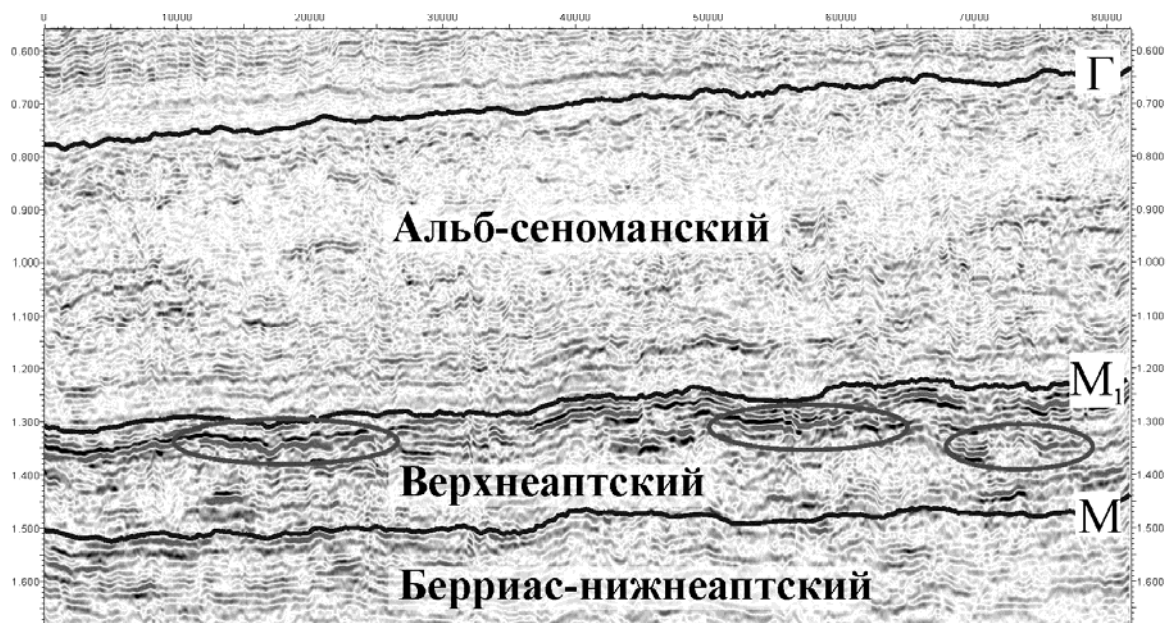


Рис. 2. Сейсмогеологические мегакомплексы апт-альб-сеноманских отложений

Анализ сейсмической записи свидетельствует о том, что на части временного разреза, соотносимого с проницаемым комплексом пород танопчинской свиты, наблюдаются высокоамплитудные прерывистые отраженные волны, отмечаются мелкохолмистые сейсмофации, а также ветвление осей синфазности, что может свидетельствовать о литологическом замещении в пачках пород континентального генезиса (рис. 2).

В непосредственной близости с исследуемой территорией в отложениях верхнетанопчинской свиты открыты залежи газа на месторождениях: Утреннем, Гыданском, Солетско-Ханавейском, Минховском, Геофизическом, Восточно-Минховском, Восточно-Бугорном и Штормовом.

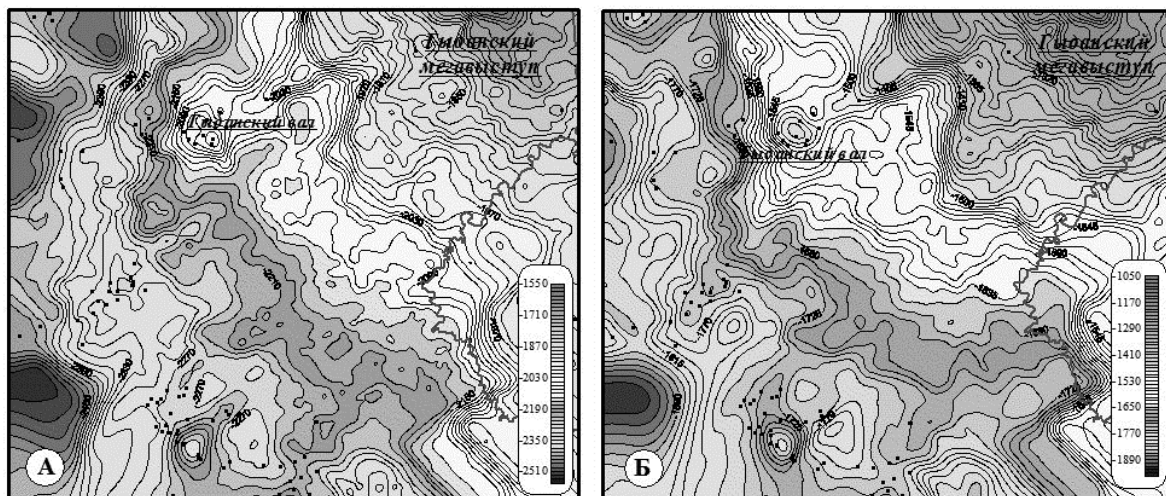


Рис. 3 Структурные схемы по нижней части (А) и верхней части (Б) танопчинской свиты

Заключение

На основе интерпретации сейсмического материала и детальной корреляции каротажных диаграмм по 50 скважинам уточнена модель строения верхнеаптского сейсмостратиграфического комплекса. Были задействованы скважины Гыданского, Солетско-Ханавейского, Минховского, Геофизического, Восточно-Минховского, Восточно-Бугорного, Штормового и др. месторождений Гыдана. Сформирован каркас из региональных и композитных сейсмических профилей. При корреляции разрезов скважин по линии этих профилей использовались основные литолого-геофизические маркирующие горизонты – выдержанные трансгрессивные глинистые пачки. В результате, построена схема геолого-геофизического строения верхнеаптских отложений территории Центрально-Гыданской площади.

Литература

1. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
2. Скоробогатов В.А., Фомичев В.А. Перспективы нефтегазоносности юрских и меловых отложений Ямала и Гыдана // Геология нефти и газа. – 1988. – № 2. – С. 1–5.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 679 с.
4. Девятков В.П., Предтеченская Е.А., Бабушкин А.Е. Вещественный состав и условия формирования неокотских отложений Полуйско-Ямальского района // Литосфера. – 2003. – № 2. – С. 57–64.
5. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27–49.

КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЗАПАДЕ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

¹Фомин А.Н., ²Долженко К.В.

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН,

²Новосибирский государственный университет, Новосибирск

По отражательной способности витринита (R_{vi}^0) построены три профиля глубинной зональности катагенеза органического вещества (ОВ) в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба. Показано, что с глубиной происходит нарастание уровня зрелости ОВ, но с разной интенсивностью по районам. До глубин порядка 4.0-4.3 км эти толщи еще не вышли из главной зоны нефтеобразования (градация МК₂) и представляют интерес для поисков нефтяных и газовых залежей. Ниже, в глубинной зоне газообразования, могли сохраниться лишь скопления легких нефтей и газов.

Введение

В связи со сравнительно хорошей изученностью верхней части мезозойско-кайнозойского осадочного чехла на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба становится весьма актуальной задачей поиск залежей углеводородов (УВ) в его глубоких горизонтах. Однако перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных толщ этого района до сих пор остаются дискуссионными, что в определенной мере связано с относительно слабой их изученностью. Для прогноза нефтегазоносности этих отложений важное значение имеет оценка уровня зрелости органического вещества (ОВ). Подобные работы проводились и раньше [1, 2], но появившийся новый фактический материал позволил существенно дополнить выполненные уже исследования. Авторами во многих параметрических скважинах определена отражательная способность витринита (R_{vi}^0) в интервале глубин ~1,5–4,5 км. В прикладном отношении данные о глубинной зональности катагенеза ОВ в отложениях осадочного чехла крайне важны, поскольку позволяют существенно уточнить прогноз нефтегазоносности мезозойских толщ, в частности, определить глубинную границу вероятной нефте- и газоносности.

Новейшие исследования катагенеза ОВ

По материалам исследования параметрических скважин построено три профиля глубинной зональности катагенеза на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба.

На субмеридиональном профиле, протягиваемом от Дерябинской площади на северо-западе Таймырского района до Медвежьей на юге (рис. 1), заметно увеличение уровня зрелости органического вещества с глубиной. Нижняя граница градации ПК₃ (изореспленда R_{vi}^0 – 0,5 %) наблюдается в разных районах по профилю на глубинах от 2 до 2.4 км. Градация МК₁¹ достигает глубин до 3,5 км (средняя мощность – 0,7–0,8 км), градация МК₁² – нижняя граница от 3,5 до 4 км (средняя мощность – 0,5–0,6 км), для градации МК₂ нижняя граница фиксируется на двух площадях (Южно-Носковская, Сузунская) на глубине 4 км (известная мощность не превышает 0,4 км), нижняя граница градации МК₃¹ не установлена и поэтому мощность ее неизвестна. Вниз по разрезу мощность зон градаций катагенеза убывает.

На субширотном профиле, протягивающемся от Нанадянской площади на западе Таймырского района до Озёрной, заметно увеличение уровня зрелости ОБ с глубиной (рис. 2). Нижняя граница градации ПК₃ (изореспленда $R_{vi}^0 - 0,5\%$) наблюдается на глубинах от 1,8 до 2,4 км.

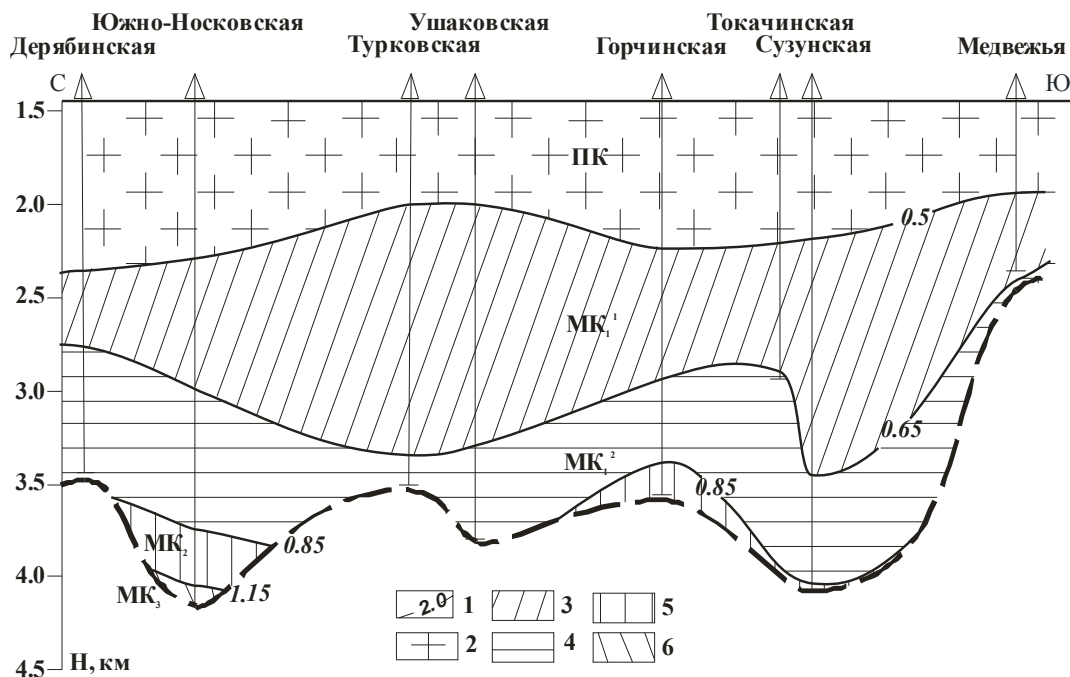


Рис. 1. Глубинная зональность катагенеза ОБ в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба между площадями Дерябинская – Медвежья: 1 – изореспленды витринита (R_{vi}^0); 2–6 градации катагенеза: 2 – ПК, 3 – МК11, 4 – МК12, 5 – МК2, 6 – МК31

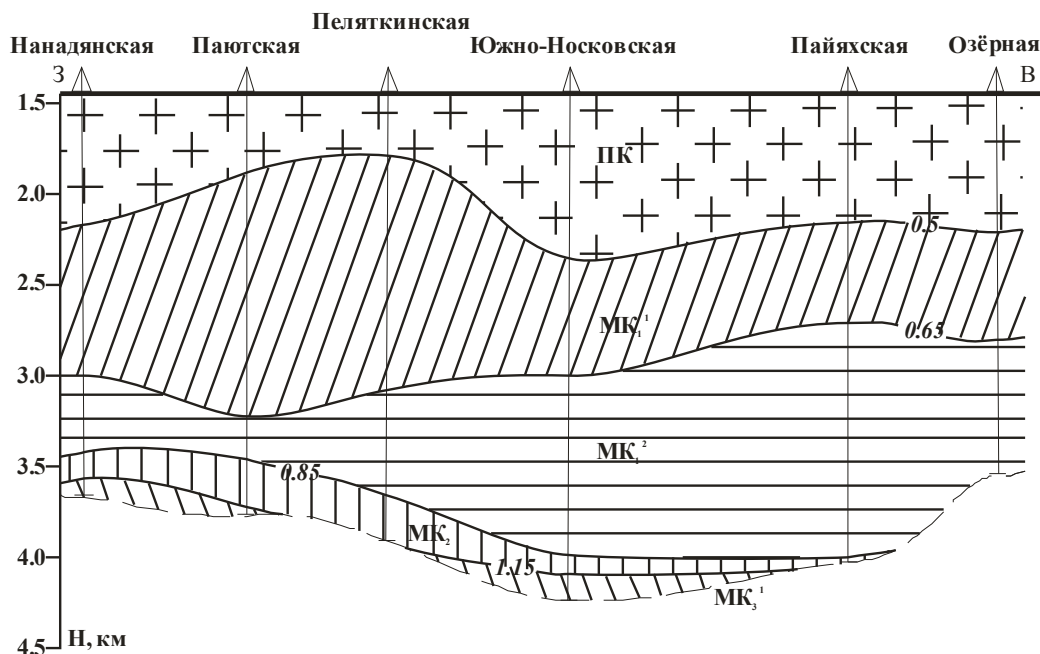


Рис. 2. Глубинная зональность катагенеза ОБ в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба между площадями Нанадянская – Озерная. Условные обозначения на рис. 1

Градация $МК_1^1$ достигает глубин 2,7–3,3 км (средняя мощность – 0,6–0,9 км), градация $МК_1^2$ – нижняя граница от 3,5 до 4 км (средняя мощность – 0,6–0,8 км), для градации $МК_2$ нижняя граница фиксируется от 3,6 до 4,1 км (средняя мощность – 0,1–0,2 км), нижняя граница градации $МК_3^1$ не зафиксирована. Вниз по разрезу мощность зон градаций мезокатагенеза убывает, за исключением градаций $МК_1^1$ и $МК_1^2$, мощности которых примерно равны.

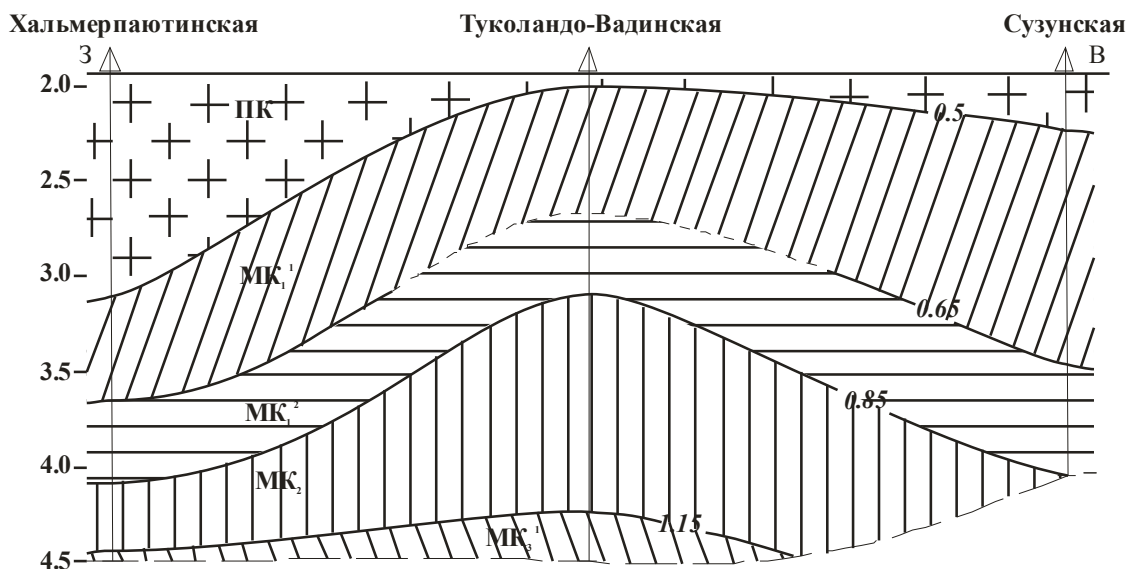


Рис. 3. Глубинная зональность катагенеза ОВ в юрско-меловых отложениях на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба между площадями Хальмерпаютинская – Сузунская. Условные обозначения на рис. 1

На субширотном профиле, протягиваемом от Хальмерпаютинской площади на востоке ЯНАО до Сузунской юго-западе Таймырского района, также отмечается увеличение уровня зрелости ОВ с глубиной (рис. 3). Нижняя граница градации $ПК_3$ (изореспленда $R_{\text{вр}}^0 -0,5\%$) наблюдается в разных районах на глубинах от 2,0 до 3,2 км. Градация $МК_1^1$ достигает глубин от 2,7 до 3,7 км (средняя мощность – 0,7–0,8 км), градация $МК_1^2$ – нижняя граница от 3,3 до 4,1 км (средняя мощность – 0,35–0,5 км), для градации $МК_2$ нижняя граница фиксируется на глубинах от 4,3 до 4,4 км (средняя мощность – 0,8–0,9 км), нижняя граница градации $МК_3^1$ не зафиксирована. Вниз по разрезу мощность зон градаций мезокатагенеза убывает, за исключением градаций $МК_1^1$ и $МК_2$, мощности которых примерно равны. Наблюдается так же увеличение мощностей зон катагенеза с запада на восток.

Анализ результатов

Судя по распределению зон разной преобразованности ОВ на рассматриваемой территории, в юрских и меловых отложениях проявился региональный катагенез. На окраинах региона ОВ слабо преобразовано (градация $ПК_3$). По направлению к центральным наиболее погруженным районам катагенез постепенно нарастает от градации $МК_1^1$ к $МК_3^1$.

Уровень зрелости ОВ в юрско-меловых толщах определяется глубинами их погружения и, соответственно, максимальными температурами, которым они подвергались. Сопоставляя зоны глубинной зональности катагенеза, можно проследить, что они секут стратиграфические границы и обычно согласуются с максимальной

палеоглубиной и, соответственно, с максимальной палеотемпературой. Несмотря на различия в современных глубинах залегания одноименных зон катагенеза, преобразованность разновозрастных отложений на западе Енисей-Хатангского прогиба и северо-востоке Западно-Сибирского мегабассейна примерно одинаковая [3]. Следовательно, максимальные палеоглубины и палеотемпературы в этих районах были довольно близкими.

Перспективы нефтегазоносности

По уровню зрелости ОБ юрско-меловых комплексов можно дать прогноз перспектив их нефтегазоносности и фазового состояния залежей УВ. Учитывая, что подавляющее большинство мировых запасов углеводородов находится в толщах с катагенезом ОБ градаций $МК_1^1$ - $МК_1^2$ (R_{vt}^0 —0,50–0,85 %), следует полагать, что наиболее благоприятными для сохранения залежей нефти и газа на рассматриваемой территории могут быть отложения с подобным уровнем зрелости ОБ (преимущественно толщи юрско-неокомского комплекса).

Установление глубинной зональности катагенеза ОБ по разрезу многих параметрических скважин позволяет определить нижнюю границу главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Судя по имеющимся данным, отложения юры до глубин ~4,0 км еще не вышли из ГЗН и могут представлять интерес для поисков нефтяных залежей. Геохимические исследования ОБ по разрезу скважин, полностью или на значительную глубину вскрывших юрские толщи в смежных районах севера Западной Сибири (5,0 км и более), свидетельствуют, что *генерация жидких УВ* и возможность их сохранения от термодеструкции полностью прекращается на глубинах ниже 4,5 км (градации $МК_3^{1-2}$, R_{vt}^0 —1,15–2,00 %), а генерация УВ газов глубже 5,0 км (градации АК).

Этот теоретический вывод подтверждается результатами нефтепоисковых работ. Так, все промышленные залежи нефти в северных районах Западной Сибири находятся преимущественно на глубинах до 4,0 км. Ниже этого уровня были обнаружены скопления легких нефтей либо сухого и жирного газа. Так, в скв. Уренгойская-282 из отложений средней юры (4753–5034 м) с уровнем зрелости ОБ градаций $МК_3^2$ -АК₁ (R_{vt}^0 —1,55–2,50 %) получен приток газоконденсата. В скв. Медвежья-1001 с глубины 4386–4397 м из нижнеюрских толщ (градация $МК_3^2$, R_{vt}^0 —1,55–2,00 %) получена легкая парафинистая нефть.

Литература

1. Болдушевская Л.Н., Фомин А.Н., Филипцов Ю.А. Зональность катагенеза органического вещества мезозойских отложений Енисей-Хатангской и Пур-Газовской нефтегазоносных областей по данным пиролиза и отражательной способности витринита // Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ / под ред. М.Б.Келлера и А.В.Липилина. Книга 2. – Пермь: КамНИИКИГС, 2001. – С. 99–105.
2. Фомин А.Н., Ромахина Г.А. Катагенез рассеянного органического вещества юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба // Геология и геофизика. – 1989. – № 11. – С. 96–100.
3. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЙ ОБЪЁМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Щетинин И.А., Бембель Р.М.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

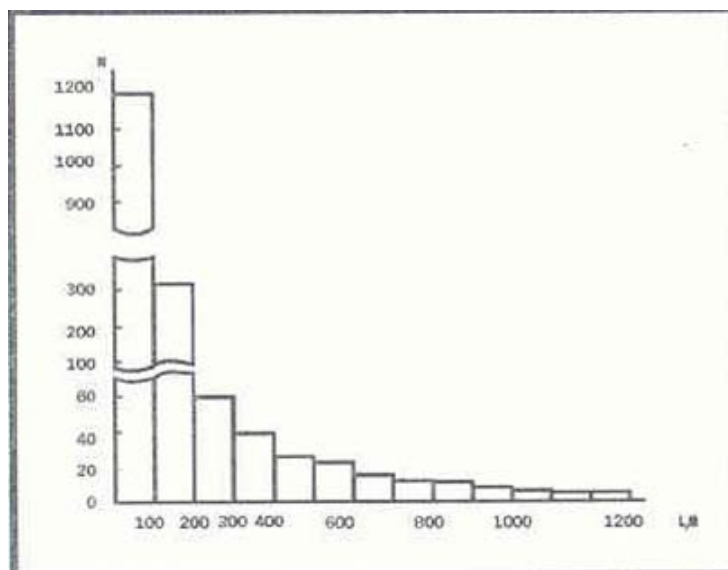
Рассматривается способ повышения эффективности разработки месторождений путём использования высокоразрешающей объёмной сейсморазведки построением карт в масштабе 1:10000 с целью выделения субвертикальных зон деструкции, которые потенциально способны давать максимальный прирост добычи при размещении скважин в данных зонах. Контрольная проверка результатов высокоразрешающей объёмной сейсморазведки показала подтверждение результатов в 76 % случаев. Для максимальной эффективности проводки скважин по локализованным зонам рекомендуется применение технологии геологического сопровождения бурения, нацеленного на максимальную эффективную проходку скважины по коллекторам наилучшего качества. Контроль положения ствола в процессе бурения с использованием 3D геологической модели позволяет обеспечить проходку в области субвертикальных зон деструкции.

Снижение цен на нефть на мировом рынке поставило проблему существенного повышения геолого-экономической эффективности разработки месторождений в Западной Сибири. Главным направлением успешного разрешения поставленной проблемы, основанной на снижении структурной неопределённости трёхмерных геологических моделей, является оптимальное размещение системы добычи в районе высокодебитных зон. При этом при разработке можно выделить два главных технологических направления: 1) детальная высокоразрешающая объёмная сейсморазведка (ВОС) с построением карт в масштабе 1:10000; 2) геонавигация горизонтальных и боковых скважин.

Результаты ВОС на месторождениях в Среднем Приобье

В период 1993–1996 гг. были проведены полевые детализационные работы по технологии кольцевой ВОС на участках Самотлорского, Западно-Варьёганского, Западно-Алёхинского и Северо-Хохряковского месторождений. По результатам работ построены детальные карты локальных очагов высокодебитных зон добычи в масштабе 1:10000, сделаны рекомендации и выводы, изложенные в [1]. На первом куполе Западно-Варьёганского месторождения кампания «Белые ночи» провела контрольную проверку результатов ВОС, которая показала подтверждение результатов в 76 % случаев.

Геосолитонная модель геологических процессов формирования локальных высокодебитных систем залежей углеводородов изложена в работах [2, 3]. По результатам ВОС на Приобском нефтегазовом месторождении были впервые определены основные закономерности геометрических параметров и пространственного распределения геосолитонных высокодебитных систем залежей, формирующихся в субвертикальных зонах деструкции (СЗД) горных пород, по которым из глубинных геосфер Земли поступают газы и углеводороды. На рисунке представлена гистограмма поперечных размеров горизонтальных сечений СЗД, построенная по материалам ВОС на одном из участков Приобского месторождения.



Гистограмма поперечных размеров горизонтальных сечений СЗД

Из анализа данных ВОС и представленной гистограммы вытекают следующие практические выводы: 1) суммарная площадь всех высокодебитных зон на месторождении составляет около 10 % от общей площади месторождения; 2) абсолютно преобладают малоразмерные в плане высокопродуктивные зоны с диаметром менее 200 м (90 %) и менее 100 м (70 %); 3) абсолютное большинство низкодебитных скважин на месторождении находятся на территориях, удалённых от геосолитонных очагов на расстояние более 500 м.

Низкие показатели добычи на месторождениях Среднего Приобья в основном связаны с традиционной равномерной системой размещения добывающих скважин, из которых лишь десятая часть случайно попадают в геосолитонные высокодебитные зоны. Как правило, в этих зонах обеспечивается основная накопленная добыча на большинстве разрабатываемых месторождений Среднего Приобья.

Оптимальность положения ствола в районах высокодебитных зон может быть решена применением технологии геологического сопровождения бурения, используемой в первую очередь при бурении скважин с горизонтальным окончанием.

Основные задачи сопровождения бурения: 1) привязка скважины и корректировка точки Т1 и самого планового профиля; 2) определение положения ствола скважины на горизонтальном участке; 3) прогноз поведения пласта; 4) максимальная эффективность проходки по коллектору с наилучшими ФЕС и максимальным коэффициентом нефтегазонасыщенности; 5) снижение возможных технических рисков. Для решения данных задач необходим комплексный подход с анализом геологической и геофизической информации.

Во многих случаях, основой для сопровождения бурения является геологическая модель различной сложности, где представляется плановый профиль прохождения горизонтального участка скважины по наилучшему сценарию. Необходимость дальнейшего сопровождения бурения может объясняться допустимой ошибкой инклинометрии скважин, некорректностью построения модели, низкой геолого-геофизической изученностью района бурения, сложностью строения объекта разработки.

При построении геологической модели в существующих программных пакетах в большинстве случаев используется представление геостатистики, при котором ре-

альный объект – пласт упрощается посредством математического моделирования. Так, в частности, при структурном моделировании поверхность представляется пространственной величиной «х», которая является непрерывной в пространстве, а её значение в каждой точке пространства является реализацией случайной функции $F(x) = X$, где X частное случайное значение величины x . Величина X всегда стремится к своему среднему значению X_0 , а среднеквадратичное отклонение $(f(X) - f(X_0))^2$ стремится к нулю. Данные математические свойства отражают простое положение – объекты, явления и процессы, которые расположены ближе в пространстве, являются более подобными между собой по сравнению с теми, которые более удалены друг от друга. В результате структурных построений, получаемый структурный тренд является математическим ожиданием, наиболее вероятным для реальной среды.

Для достоверности построения необходима репрезентативность выборки. Репрезентативность (представительность) выборки означает, что с некоторой заранее заданной или вычисленной погрешностью можно отождествлять установленное на выборочной совокупности распределение изучаемых признаков с их действительным распределением в генеральной совокупности. Другими словами, репрезентативность выборки – это ее способность отражать наиболее значимые характеристики генеральной совокупности. В практическом аспекте это означает подтверждение «скважинного тренда».

При построении структурной модели исходными данными могут являться скважинные отбивки (скважинные наблюдения), изолинии, полученные путём оцифровки и различные виды информации сейсморазведки. Эти данные являются «входными» при построении геологической модели и от их достоверности зависит качество прогноза поведения пласта при планировании скважины.

При уменьшении объёма геолого-геофизической информации, значимость её достоверности кратно возрастает. Ошибка определения абсолютной отметки положения кровли пласта в несколько метров может привести к изменению скважинного тренда модели, а также к дополнительному усилению структурной неопределённости.

Пример сопровождения скважины в случае латеральной изменчивости разреза

Реальное геологическое строение среды не всегда можно описать математическим упрощением. Всегда важно помнить о геологической концепции строения пласта и учитывать, что методы подстройки синтетической кривой, применяемые при сопровождении бурения, носят условный характер.

При сопровождении двухзабойной скважины 5376 отмечалось противоречие между пилотным стволом и фактическими данными. Противоречие заключалось в прохождении второй части ствола по коллектору со значительно лучшими свойствами, на что косвенно указывает пониженные значения гамма каротажа и главное – повышенные сопротивления (порядка 10–17 Ом·м). Пилотный ствол характеризовал целевой интервал как два пропластка с пониженным насыщением. Наиболее вероятным объяснением этого факта является приобщение руслового тела, которое вскрыто рядом скважин в районе бурения. В том числе скважиной № 539, в направлении которой велось бурение. Обновление постоянно действующей геолого-гидродинамической модели также подтверждает это.

Для скважины 5376 необходимо отметить, что в отсутствии сопровождения бурения, пропласток с улучшенными ФЕС не был бы приобщён. Данная «проводка» горизонтального стола обеспечивает максимальный потенциал при освоении скважины и потенциально способна дать максимальную накопленную добычу.

Выводы

Несовершенство методов математического моделирования, погрешность методов измерения инклинометрии и недостаточная геолого-геофизическая изученность являются основными причинами возникновения структурной неопределённости в процессе геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин. Для снижения возможных рисков и большей достоверности прогноза по геологической модели рекомендуется:

1) предварительное проведение замеров инклинометрии гироскопическими инклинометрами в материнских стволах при реализации боковых зарезок горизонтальных стволов и скважинах окружения района бурения, а также пилотных и транспортных стволов;

2) использование данных и результатов интерпретации сейсморазведки при построении геологической модели и анализа района бурения горизонтальной секции.

Но даже при наличии 3Д геологической модели, остаются неопределенности в структурном плане и выдержанности коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве. В связи с этим, неотъемлемой частью при строительстве горизонтальных скважин является сопровождение бурения в режиме реального времени [4–6].

Литература

1. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. – Тюмень: Вектор Бук, 2003. – 344 с.
2. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель А.Р. Очаги генерации глубинных углеводородов в геосолитонной концепции Земли. <http://conference.deepoil.ru/index.php/materials/abstracts>
3. Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли – М.: Локус Станди, 2009. – 256 с.
4. Кульчицкий В.В. Проектирование специальных профилей и разработка технологии бурения наклонно-направленных скважин применительно к эксплуатации месторождений механизированными способами. Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. – Тюмень, 1984.
5. Кульчицкий В.В. История и перспектива геонавигации пологих и горизонтальных скважин в Западной Сибири // Технологии нефти и газа. – № 5. – 2010.
6. Кульчицкий В.В. Геонавтика – неперемное условие развития нефтегазовых технологий будущего // Технологии нефти и газа. – 2005. – № 5–6. – С. 74–80.

ГЕОФИЗИКА И ГЕОЛОГИЯ РУДНЫХ ПРОВИНЦИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ УЧАСТКОВ С СУЛЬФИДНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО КАЗАХСТАНА

Абдыров М.М., Шарапатов А.

Казахский национальный исследовательский технический
университет им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

В статье приведены результаты полевых электроразведочных работ, выполненных в последние годы в Центральном Казахстане (Карсакапский рудный район) с целью детального изучения участков сульфидного оруденения. Рассмотрены методика, техника проведения измерительных работ методами электроразведки, порядок выполнения и программные средства обработки, истолкования полевых данных и визуализации результатов.

Краткая характеристика рудного района и участка работ

С начала прошлого века специфическим полезным ископаемым для Карсакапского рудного района являлись железные руды, с сороковых годов – марганец, ванадий, кварц, горный хрусталь, фосфаты, барит, асбест, в шестидесятых годах установлены проявления редких и редкоземельных элементов. С середины семидесятых годов – с началом специализированных работ в черносланцевых толщах, проявился повышенный интерес к золотой минерализации, 90-е годы в изучении района характеризуются появлением первых сведений о потенциальной платиноносности черносланцевых венд-кембрийских отложений.

На площади участка широко распространено окварцевание, довольно протяженные кварцевые жилы, закартированы мелкие тела гранитоидов крыккудукского комплекса. В интенсивно измененных породах, судя по результатам шлихового опробования, содержится серебро, реже – золото, что позволяет предполагать здесь наличие проявлений золота и серебра акбеитского типа (Глухов, 1996). Участок характеризуется широким распространением черносланцевых толщ венд-кембрийского возраста, с которыми связаны вторичные ореолы рассеяния серебра, а в коренных породах выявлено повышенное содержание золота.

Методика измерений

Конечной задачей полевых профильно-площадных электроразведочных работ способом срединного градиента с измерением вызванной поляризации (ВП-СГ) и методом вертикального электрического зондирования с измерением вызванной поляризации (ВЭЗ-ВП) является получение распределений удельного сопротивления и поляризуемости пород в разрезе.

ВП-СГ проводился для оконтуривания планового положения прогнозных объектов по участку. Технология работ ВП-СГ состояла в следующем: работы проводились 4-мя измерителями *AGE-xxl-4h* на 4-х параллельных профилях от одной токовой линии АВ длиной 2000 м. При этом обрабатывалась только центральная часть планшета длиной 1000 м, затем линия АВ перемещалась по профилю и планшет сдвигался по площади. Длина приемной линии $MN = 50$ м, при каждом измерителе применялась коса измерительных линий длиной 200 м. На каждом цикле измерений

отрабатывалось по 4 точки ($4 \times 50 \text{ м} = 200 \text{ м}$). При этом применялась технология непрерывного перемещения токовой линии АВ.

По результатам проведения ВП-СГ были получены карты распределения сопротивления и поляризуемости по участку исследования. Их анализ совместно с геологическими, геохимическими данными позволили определить положения детализационных профилей ВЭЗ-ВП (рис. 1).

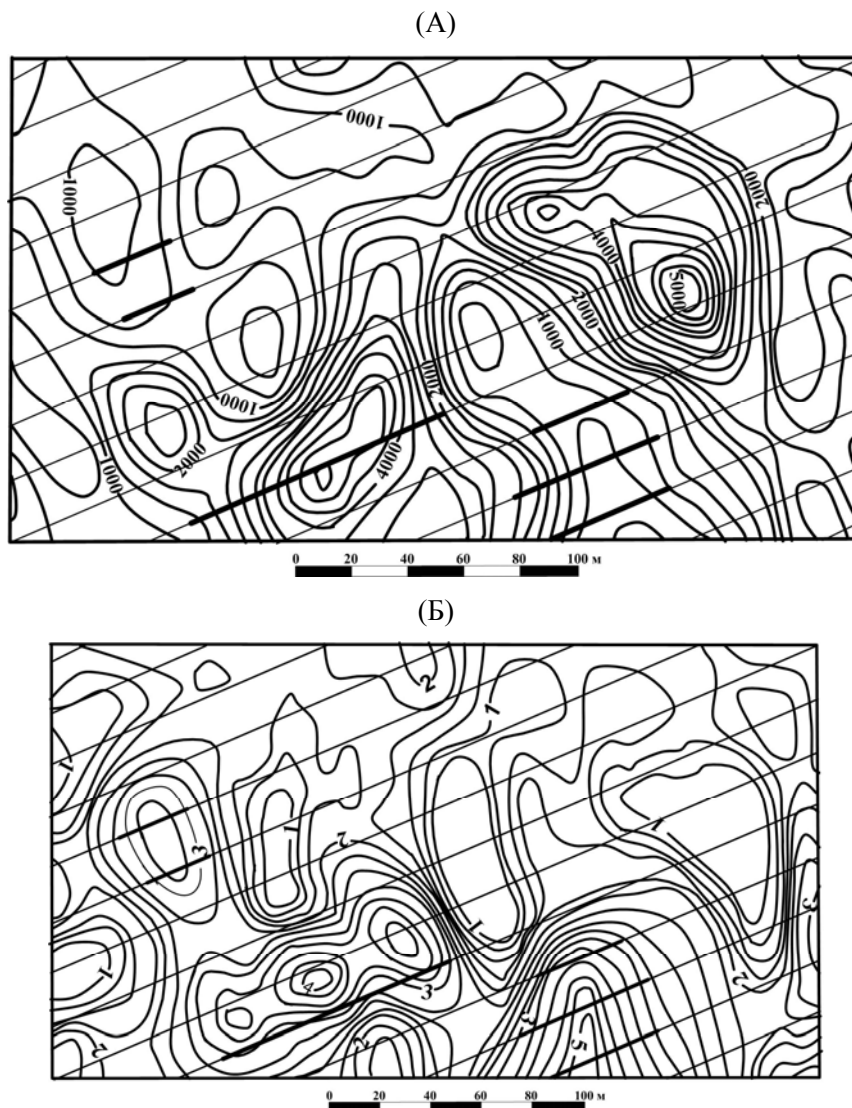


Рис. 1. Результаты работ ВП-СГ с указанием положения профилей ВП-СГ и ВЭЗ-ВП: фрагменты карты распределения кажущихся сопротивлений (А) и карты распределения поляризуемости (Б), жирными линиями указаны профили ВЭЗ-ВП, где проведены детальные съемки

ВЭЗ-ВП проводился с использованием низкочастотного комплекса «ЭРП-1А» и электроразведочного комплекса, состоящего из измерителя ЭИН-209 и генератора ГЭР-500 и ГЭР-1500. На каждой точке проводились 12 измерений $\Delta U_{\text{пр}}$ и разности фаз (на фиксированной частоте 1.22 Гц), с последовательным изменением длины питающей линии АВ, с контрольным построением вертикального разреза рассчитанных на месте измеренных параметров ρ_k и фазы. Результаты ВЭЗ-ВП – по-профильные разрезы распределения сопротивлений и поляризуемости совместно с данными магниторазведки, приведены на рис. 2.

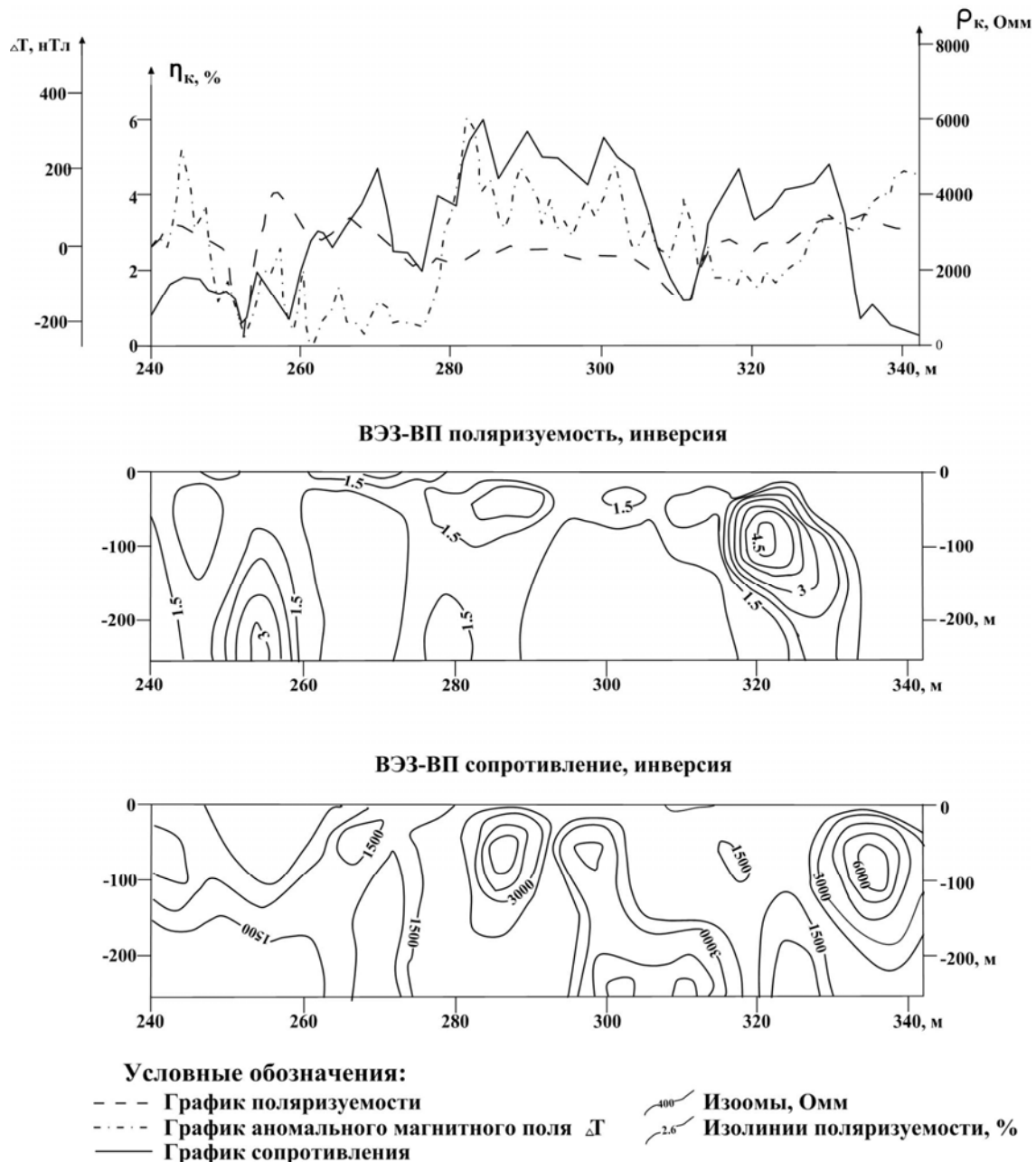


Рис. 2. Результаты работ методом ВЭЗ-ВП
(юго-восточный относительно протяженный профиль на рис. 1)

Предварительная обработка проводилась непосредственно на участке работ и состояла из следующих этапов.

1. Обработка данных и расчет параметров ρ_k (Ом·м) и η_k (%), с помощью расчетных таблиц в MS Excel.
2. Построение разрезов по-профильно с помощью программного комплекса SURFER.
3. Накопление информации в базе данных участка.

Далее:

- по рассчитанным значениям ρ_k и η_k были построены инверсионные модели с использованием программ ZONDRES2D;

- в результате расчетов была сформирована единая геоэлектрическая модель участка;
- по результатам модельных исследований были построены результативные разрезы.

После проведения всех вычислений на результативных картах по-профильно выводились следующие геофизические параметры:

- 1) графики поляризуемости и сопротивлений по результатам метода ВП-СГ;
- 2) графики аномального магнитного поля;
- 3) разрезы поляризуемости и сопротивлений по результатам метода ВЭЗ-ВП;
- 4) разрезы инверсионных моделей поляризуемости и сопротивлений, рассчитанных с помощью программы «ZONDRES2D».

Методика интерпретации

Для решения обратной задачи использовалась двумерная инверсия, которая пересчитывает наблюдаемое электрическое поле в соответствующее ему двумерное распределение удельного сопротивления в разрезе. Она реализована с помощью программы «ZONDRES2D» (Каминский и др., 2009), выполняющая «2,5-мерную» интерпретацию профильных данных методов сопротивлений, вызванной поляризации и заряда.

В программе используется регуляризация решения с применением моделей с плавным изменением удельного сопротивления, что позволяет проводить формальную интерпретацию без учета априорных данных. Глубины по результатам поверхностных геоэлектрических исследований определяются оценочно, по эквивалентной связи между сопротивлением и мощностями пород. Наблюдаемая кажущаяся поляризуемость сложным образом связана с распределением удельного сопротивления поляризующихся пород. Это приводит к существенной неоднозначности интерпретации данных. В методах томографии, благодаря знанию распределения удельного сопротивления в разрезе, удается получить и пространственное распределение поляризуемости пород.

Результаты

В результате анализа инверсионных моделей поляризуемости и сопротивлений получены следующие результаты:

- 1) выделено восемь аномальных зон повышенной поляризуемости;
- 2) выяснена природа областей повышенной поляризуемости: они находятся в приконтактных зонах венд-кембрийских пород с породами протерозоя, зоны характеризуются наличием сети разрывных нарушений меридионального и субмеридионального простирания;
- 3) выделены аномальные области со средними значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) – от 1000 до 3000 Ом·м, область низких значений УЭС (до 500 Ом·м), где магнитное поле (ΔT) характеризуется относительными повышениями.

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ УРАНА. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ (НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ШУ-САРЫСУСКОЙ УРАНОВОРУДНОЙ ПРОВИНЦИИ)

Еркенов Е.А., Шаранатов А., Наби Е.Ш.

Казахский национальный исследовательский технический университет
им. К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

Использованы данные геофизических исследований скважин ядерными методами и лабораторного анализа кернового материала с целью определения содержания урана (C_U , %) и дана оценка погрешности определения C_U методами ГИС в пластово-инфильтрационных месторождениях.

Введение

На всех генетических типах месторождений урана, включая пластово-инфильтрационные, разрабатываемые способом подземного выщелачивания, для определения содержания урана используются гамма-каротаж (ГК) и каротаж по мгновенным нейтронам деления (КНД-м). Определение C_U по данным ГК производится с использованием коэффициента радиоактивного равновесия (K_{pp}) – количественной характеристики нарушения радиоактивного равновесия между радием и ураном. При этом значения K_{pp} постоянно уточняются по результатам бурения с отбором керна и КНД-м [1]. Метод КНД-м разработан в НПО «Рудгеофизика» (Россия) в начале 70-х годов, с 80-х начал применяться на отдельных месторождениях, а после 2000-х годов используется в разных объемах повсеместно как прямой метод определения урана в скважинах.

Характеристика геолого-геофизических данных

Исследования были проведены на одном из месторождений Восточного узла Шу-Сарысуской урановорудной провинции. По теме исследовательской работы данные были получены из 108 скважин, из них 86 скважин на участках разведочного бурения, 19 скважин на работающих участках, 3 скважины на тестовых работах.

Измерительные работы в скважинах были проведены с помощью программно-аппаратурного комплекса АИНК-60 с соблюдением всех требований к уровню стабильности работы измерительных каналов. Постоянство значений параметров рудного интервала на контрольно-поверочной скважине проверялось в разное время с использованием разных комплектов аппаратуры АИНК-60. Расхождения по значениям параметров $N1$, $N2$, TAU , $A_{пр}$, K_m не превышали допустимых пределов, и составили, соответственно, 2,10 %; 1,59 %; 0,55 %; 1,36 %; 4,05 %.

Анализ данных. Сопоставление значений C_U сначала производилось между данными скважинных геофизических методов КНД-м и ГК. Пример качественного сравнения приведен на рис.1. Разница между значениями содержания урана, полученные методами ГК и КНД-м, указывает, что получаемое при интерпретации данных ГК значение K_{pp} – среднее по месторождению, не всегда соответствует истинному. В верхнем интервале глубин фиксируется избыток урана, а в нижней части интервала – уран практически полностью вынесен.

Изучение зависимости расхождений содержаний DC_U (% относительные) от C_U (%) показывает, что рассчитанная зависимость не линейна (рис. 2). В области принятых бортовых содержаний урана ($C_U = 0,01$ %) величина общей погрешности

для указанных условий измерения достигает 35 %. С ростом концентрации урана улучшается статистика регистрации сигнала, величина DC_U уменьшается.

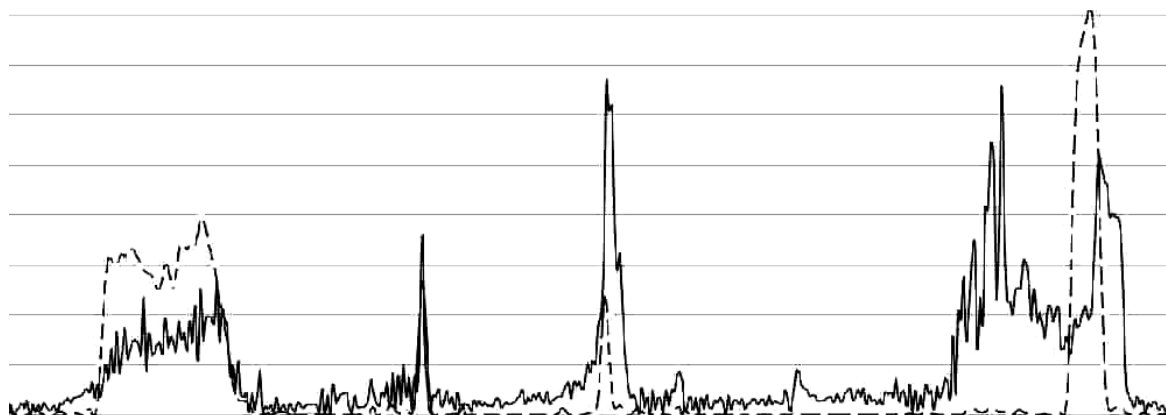


Рис. 1. Качественное сравнение содержания урана по стволу скважины (фрагмент) по результатам интерпретации ГК (сплошная линия), и КНД-м (прерывистая линия)

Как результат следующего этапа работ, в табл.1 приводятся значения разницы среднего содержания урана в представительных рудных интервалах в проницаемых породах, полученные по КНД-м, и исследованием кернового материала по РСА на участках разведочного бурения.

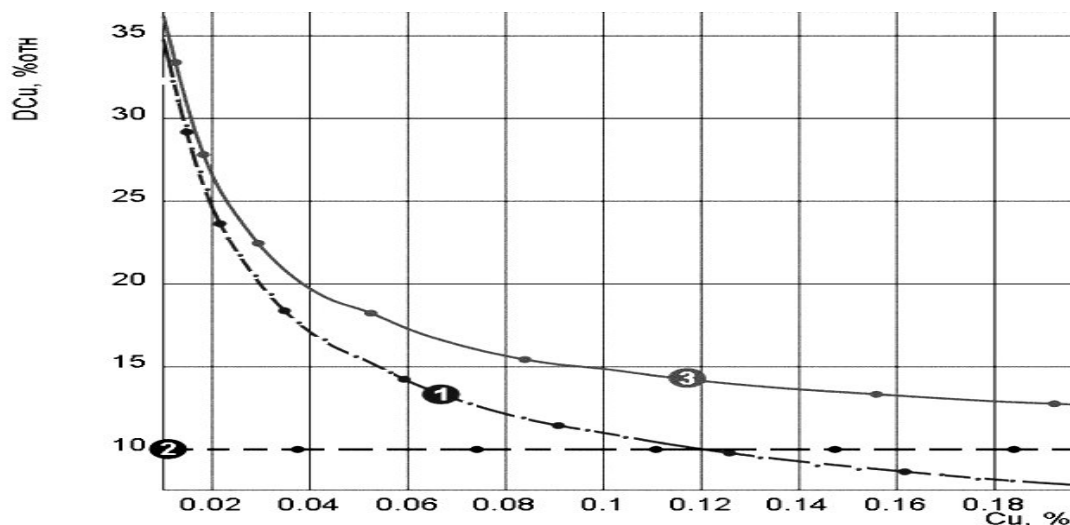


Рис. 2. Относительные погрешности определения содержания урана: 1 – статистическая погрешность; 2 – парциальная погрешность за счет $dW=10\%$ относительных; 3 – полная погрешность. Необсаженная скважина $D_c = 90$ мм, влажность $W = 10\%$, $TAU = 270$ мкс, скорость каротажа 40 м/час

Расчеты показывают, что расхождение значений суммарного $mC_U, \%$ между методами составляет 9,5 %, что соответствует требованиям точности.

Далее проводился статистический анализ данных по КНД-м и РСА. Для этого экспериментальные данные методов по значениям $C_U, \%$ (выборки) были разбиты на группы и были определены статистические параметры: значения среднеквадратичного отклонения (СКО) S для каждого метода и каждой группы отдельно; $\Delta C_U, \%$ среднее, как разница средних содержаний по данным двух методов; значение $T_{кр}$ – критические значения коэффициента Стьюдента.

Таблица 1

Сравнение параметров, определенных методом КНД-м и РСА

№ скважины	Мощность рудных интервалов, м	C_U , % по КНД-м – C_U , % по РСА	mC_U , % по КНД-м – mC_U , % по РСА
65/1	0,6	0,005	0,003
66/1	0,6	0,0003	0,0002
65/2	1,2	-0,002	-0,0024
67	1,2	0,0067	0,008
65/3	1,4	-0,0026	-0,0036
82	3,4	-0,0084	-0,0286
61/1	1,1	-0,0057	-0,0063
61/2	1	0,0066	0,0066
84/1	1,3	-0,0042	-0,0055
57/1	1,1	0,001	0,0011
57/2	1	0,009	0,009
62	2,8	-0,0029	-0,0081
77/1	1,2	-0,0235	-0,0282
70	6,3	-0,138	-0,0869
66/2	2,5	-0,0086	-0,0215
66/3	1,5	0,0175	0,0262
75	1,6	-0,0186	-0,0298
84/2	2,8	0,0389	0,1089
59/1	1,8	-0,0264	-0,0475
77/2	3,6	-0,0256	-0,0922
59/2	1,1	-0,0503	-0,0553
			0,2528

Таблица 2

Данные определения статистических параметров

	C_U , % < 0,03		C_U , % < 0,05		C_U , % < 0,1		C_U , % > 0,1	
	КНД-м	РСА	КНД-м	РСА	КНД-м	РСА	КНД-м	РСА
СКО (S)	0,0037	0,0049	0,0048	0,0053	0,0076	0,0072	0,0114	0,0298
ΔC_U , % ср.	0,001		0,004		0,01		0,024	
$T_{кр}$	0,004		0,005		0,011		0,0414	

Сравнение данных по полученным выборкам выполнено методами статистического анализа [2] с целью проверки нулевой гипотезы о равенстве средних на основании двухстороннего критерия Стьюдента, при доверительной вероятности 95 %. **Полученное неравенство ΔC_U , % ср. < $T_{кр}$ (табл. 2) позволяет сделать вывод об отсутствии статистически значимых отличий между выборками по данным КНД-м и РСА в рассмотренных диапазонах C_U , %.**

Литература

1. Инструкция по гамма-каротажу при подготовке к эксплуатации пластово-инфильтрационных месторождений урана. – Алматы: НАК Казатомпром, 2003.
2. Шарапов И.П. Применение математической статистики в геологии. – М.: Недра, 1971.

ПРИМЕНЕНИЕ АППАРАТУРЫ ЭММ ПРИ ПОИСКОВЫХ РАБОТАХ НА РУДНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАПАДНОМ САЯНЕ

¹Иголкин В.И., ²Самков А.В., ³Тойб Р.Е., ¹Хохлов М.Ф.

¹Сибирский федеральный университет, ²КНИИГиМС, ³ООО «ГеоИнТех», Красноярск

Приведены примеры применения аппаратуры электромагнитных методов КАС-ЭММ, КАН-ЭММ методами ДЭМП и БДК при поисковых работах на золото и хромиты в Западном Саяне.

Введение

При поисковых работах КНИИГиМС на золото и хромиты в Западном и Восточном Саянах применялась аппаратура электромагнитных методов – среднечастотная КАС-ЭММ и низкочастотная КАН-ЭММ, изготовленная Сибирским федеральным университетом [1].

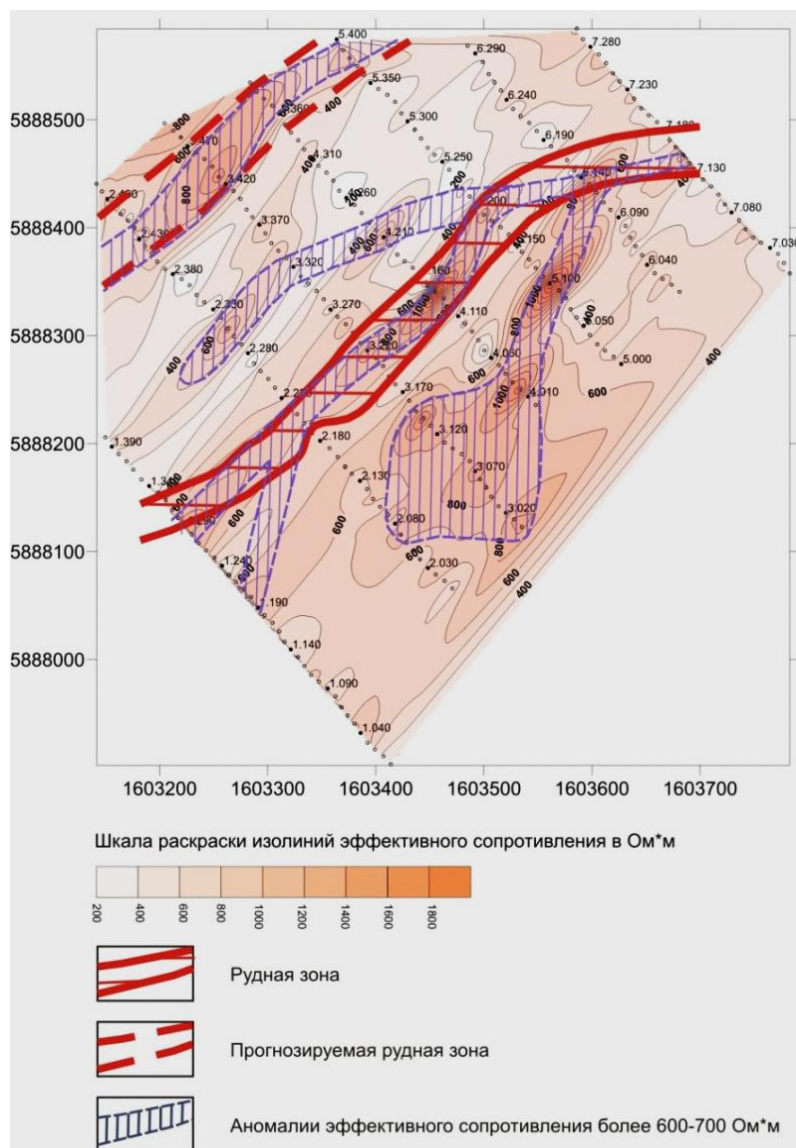


Рис. 1. План эффективного электрического сопротивления участка «Успенский»

В 2010 г. при поисковых работах КНИИГиМС на рудное золото в пределах Верхнеамыльского рудного узла (Западный Саян) в составе комплекса геофизических работ на участках «Успенский», «Верхнеуспенский» и «Ручей Седьмой» проведены профильные электроразведочные работы методом ДЭМП с аппаратурой КАС-ЭММ с шагом съёмки 10 – 20 м. Наблюдения проводились на частоте 40 кГц с разносом установки 80 м (глубина исследования около 25 м).

На участке «Успенский» в результате наблюдений выделены высокоомные зоны, характерные на площади наблюдений для разных пород, в том числе и для магматических пород кислого состава, в которых геологическими исследованиями прослежена рудная зона. Рудная зона с содержанием золота выше 1,1 г/т отмечается достаточно заметным повышением значений эффективного электрического сопротивления $\rho_{эф}$ (рис. 1).

На исследованной площади повышенные значения $\rho_{эф}$ (до 700 – 1100 Ом*м), кроме зоны золотооруденения, характерны также и для интрузивных пород основного и среднего состава (аномалия эффективного сопротивления в южной части участка). Выявленные участки с низким эффективным сопротивлением характерны для зон тектонических нарушений.

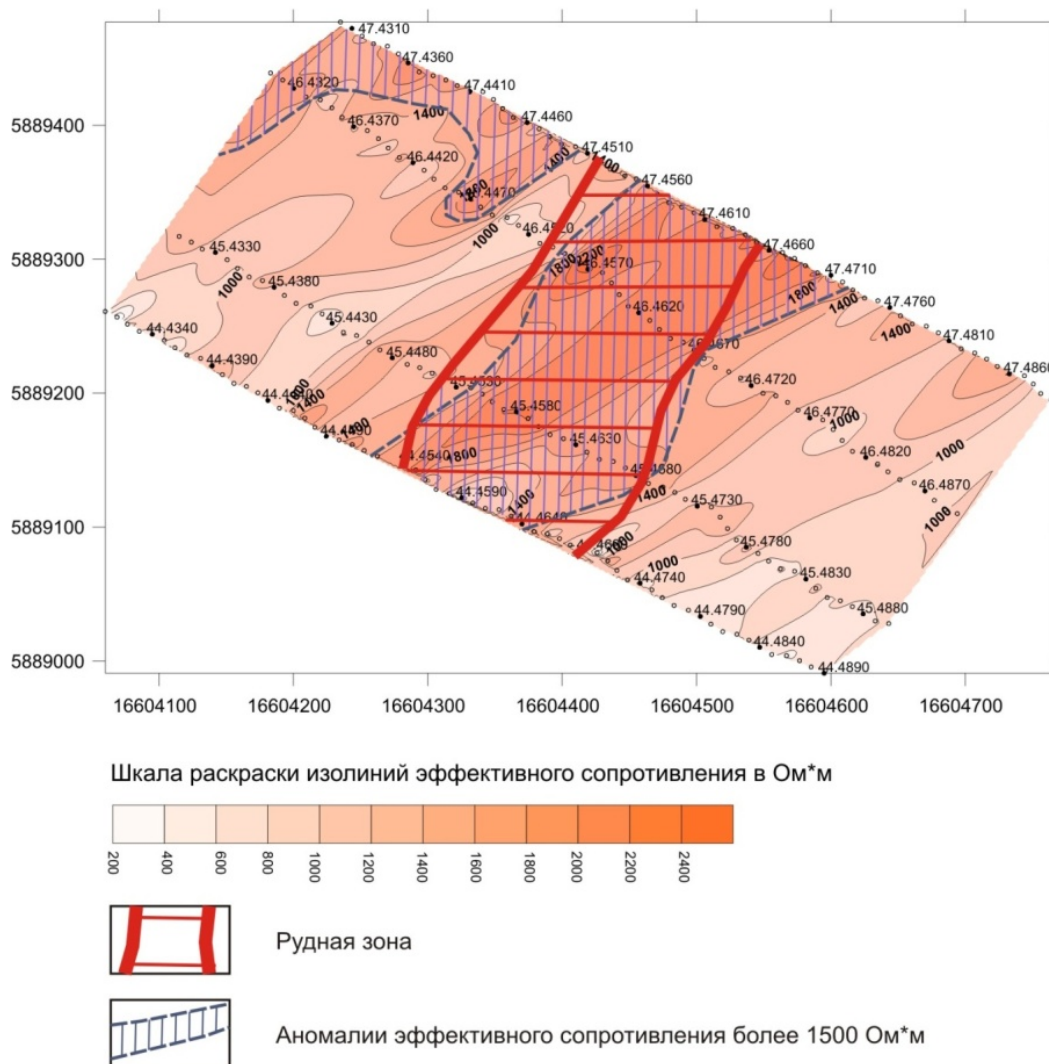


Рис. 2. План эффективного электрического сопротивления участка «Верхнеуспенский»

На участке «Верхнеуспенский» прослежена зона высокого сопротивления (более 1500 Ом·м) северо-восточного направления в центре исследуемой площади (рис. 2), которая характеризует рудную зону.

На участке «Ручей Седьмой» работы методом ДЭМП выполнены по десяти профилям, которые продолжили исследования на участке в северном направлении. В результате работ были выделены зоны высокого сопротивления (более 1000 Ом·м), одна из которых находится в юго-западной части участка исследований, а другая протягивается с юга на северо-восток вдоль всех профилей. Геохимические аномалии с содержанием золота более 0,01 г/т и более 0,1 г/т (геохимическая аномалия № 11) характеризуются повышенными значениями $\rho_{эф}$ более 1000 Ом·м (рис. 3).

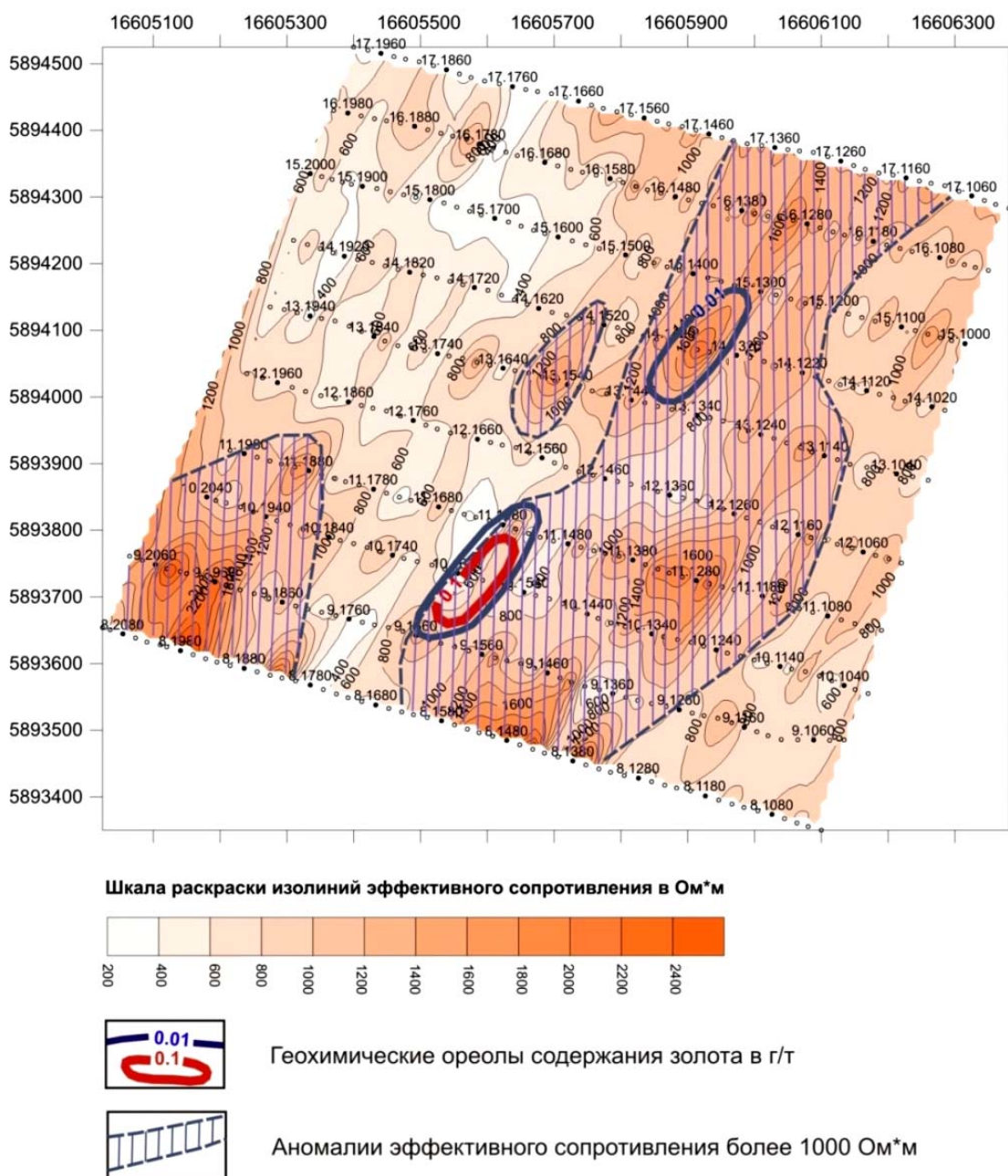


Рис. 3. План эффективного электрического сопротивления участка «Ручей Седьмой»

При поисках хромитов на Калнинском массиве в Западном Саяне исследованиями методом ДЭМП, в том числе по траншее Т-9 (рис.4) были сделаны выводы о том, что хромитоносные интервалы характеризуются понижением значений магнитного поля и, напротив, повышением электрического сопротивления.

На участке геофизических работ 2008-2009 г. было выделено 26 зон, перспективных на обнаружение хромитового оруденения. Перспективность зон 1-7, была подтверждена горными и буровыми работами. Зоны 15, 16, 21-23 требуют заверки последующими полевыми работами.

В целом, можно сделать вывод о том, что перспективными на хром на Калнинском массиве могут быть участки понижения магнитного поля, совпадающие с увеличением значений эффективного электрического сопротивления, что позволяет выделять хромитоносные интервалы по данным магниторазведки и электроразведки метода ДЭМП.

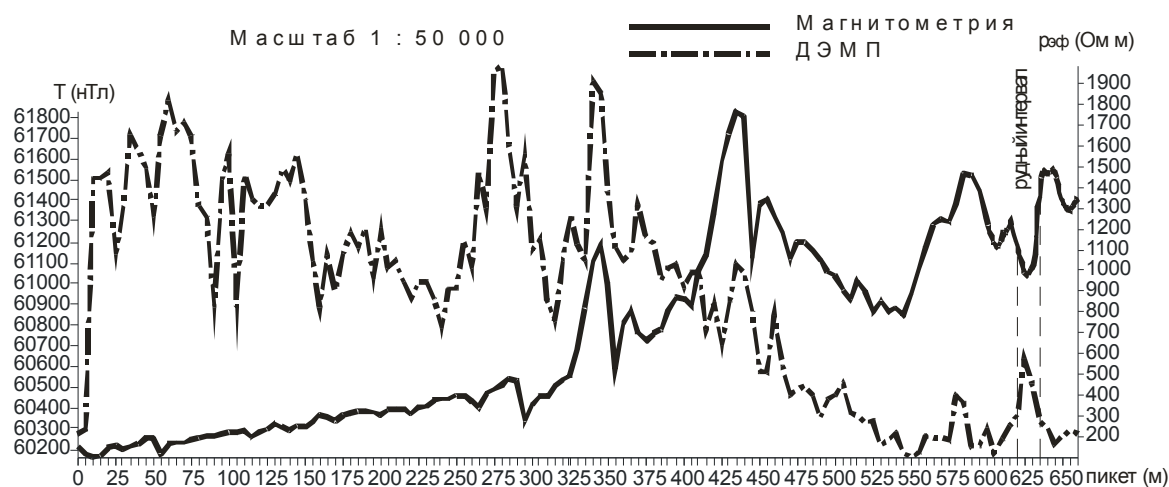


Рис. 4. Результаты геофизических наблюдений методами магниторазведки и ДЭМП по траншее Т-9. частота-80 кГц, разнос-40 м

Выводы

1. Проведение работ комплексной бригадой ДЭМП и магниторазведки позволяет оперативно обследовать большие площади.
2. Работы с аппаратурой ЭММ, выполняемые в модификации ДЭМП и БДК в комплексе с магниторазведкой и другими электроразведочными методами (ВЭЗ, ЭСБ), вносят существенный вклад при поисках и разведке рудных зон Западного Саяна.

Литература

1. Иголкин В.И., Лебедев В.Ф., Хохлов М.Ф., Тронин О.А., Алешечкин А.М. Аппаратура индуктивных методов переменного гармонического тока для рудной и инженерной геологии // Труды Международной конференции «Современные проблемы геологии и разведки полезных ископаемых». – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ПРОГНОЗ НОВОГО ПЕРСПЕКТИВНОГО УЧАСТКА В ПАРТИЗАНСКОМ ЗОЛОТОРУДНОМ УЗЛЕ (ЕНИСЕЙСКИЙ КРЯЖ)

¹Колмаков Ю.В., ²Сазонов А.М., ³Потехина Е.В.

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет

²Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

³Томский филиал ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу», г. Томск

Рассматривается обоснование аэрогеофизических признаков золото-сульфидно-вкрапленного оруденения на новом участке в Партизанском рудном узле – Подгольном, предположительно аналогичного месторождению Благодатному Северо-Енисейского района (Енисейский кряж), по результатам съемки 2012 г. (магнитометрия, электроразведка ДИП-А, гамма-спектрометрия) масштаба 1:10000.

Краткий обзор и постановка задачи

В первой половине 2015 г. совместными усилиями сотрудников Сибирского федерального и Томского политехнического университетов по заданию ЗАО «Васильевский рудник» были проведены тематические исследования с целью обоснования перспективных зон в пределах лицензионных площадей заказчика и центральной части Партизанского золоторудного узла (Енисейский кряж). Одной из задач исследований была геологическая интерпретация материалов комплексной аэрогеофизической съемки (магнитометрия, электроразведка ДИП-А, гамма-спектрометрия) масштаба 1:10000, выполненной ЗАО «ГНП «Аэрогеофизика» на территории Партизанского рудного узла в 2012 году.

Ранее по результатам наземных (Васильев А.П., 1960, 1961; Иванов В.Н., 1960; Бобыкин С.В. и др., 1976; Сухов Л.П., 1980; Мышко З.А., Зятев Г.Г., Меркулов В.П., 1981, 1982 и др.) и аэрогеофизических (Минеев И.В., Михайлова З.В., Кобяков В.В., 1986) работ было установлено, что в Партизанском рудном узле имеет место отчетливо выраженная региональная петрофизическая зональность, заложение которой началось с самых ранних, седиментогенных этапов развития узла, а последующая эволюция была обусловлена процессами регионального метаморфизма, формирования и внедрения Татарского гранитоидного массива [1]. Там же было показано, что геофизические признаки локализации золотого оруденения зависят от того, в какой региональной петрофизической зоне оно проявлено.

Новые материалы подтвердили наличие региональной зональности вообще и в отношении электрического параметра $\rho_{эф}$, в частности, информация по которому в масштабах всего узла была получена впервые. Включение в аэрогеофизический комплекс дополнительного электроразведочного метода ДИП-А позволило уточнить и расширить набор признаков локализации оруденения в отдельных петрофизических зонах и рудных полях. По этим признакам были рекомендованы перспективные участки на флангах уже известных месторождений. Значительное наращивание территории аэрогеофизической изученности в южном направлении позволило выявить совершенно новый перспективный участок среди отложений кординской свиты между Татарским и Подгольным гранитоидными массивами. Обоснование перспективности этого нового участка и рассматривается в данном сообщении.

Сравнительная характеристика прогнозного участка Подголецный

Участок был назван Подголецным по названию одного из ближайших к нему гранитоидных массивов. Он привлек внимание по сходству аномалий в магнитном, электрическом и радиогеохимических полях с аномалиями месторождения Благодатного (рисунок).

Месторождение Благодатное приурочено к слюдяным кристаллосланцам кординской свиты и представляет собой линейную зону рассеянной сульфидно-вкрапленной минерализации с небольшим количеством кварцевых и кварц-карбонатных прожилков [2]. Обогащенные золотом участки представлены двумя кулисообразно расположенными линзовидными рудными телами. Ниже дается краткое описание природы аномалий месторождения Благодатного и последовательности их образования [3] в сравнении с геофизической обстановкой прогнозного участка.

Исходные метасадочные породы рязановской и кординской свит на *месторождении Благодатном* характеризуются сравнительно выдержанной петрофизической однородностью: они не содержат аутигенного углеродистого вещества (УВ) и не поляризуются; их магнитная восприимчивость не превышает $50 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ.

Дифференцированность по содержанию РАЭ обусловлена вариативностью в их составе известково-кремнистой и глиноземистой составляющих. В локальных геофизических аномалиях месторождения, главным образом, нашли свое отражение продукты двух этапов – дорудного и рудного.

Участок Подголецный, в отличие от месторождения Благодатного, характеризуется существенной петрофизической неоднородностью, обусловленной региональным проявлением пирротиновой и графитовой минерализации на раннем метаморфогенно-метасоматическом этапе. Характерно, что процесс развития региональной пирротиновой минерализации в этой части рудного узла продвинулся до уровня среднекординской подсвиты, тогда как на всей остальной территории узла им охвачены отложения не выше нижнекординских.

Петрофизическая неоднородность, связанная с ранней, метаморфогенной дифференциацией пород по магнитным и электрическим свойствам послужила фоном для развития аномальных геофизических зон, предположительно, дорудного и рудного этапов.

Дорудные метасоматические изменения на *месторождении Благодатном* наиболее контрастно проявились в интенсивных ореолах Th и K, которые прослеживаются вдоль ручья Оловянного и по юго-западному склону горы Благодатной.

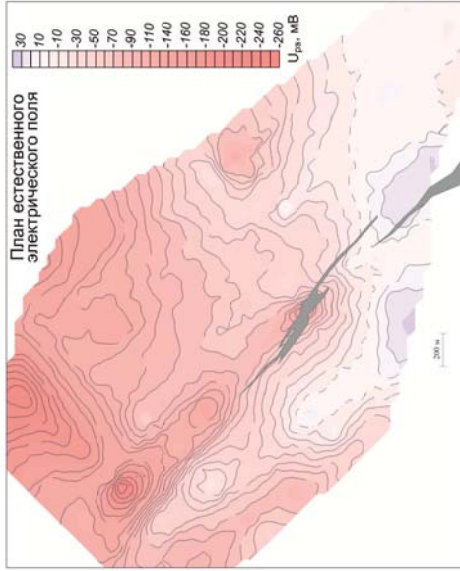
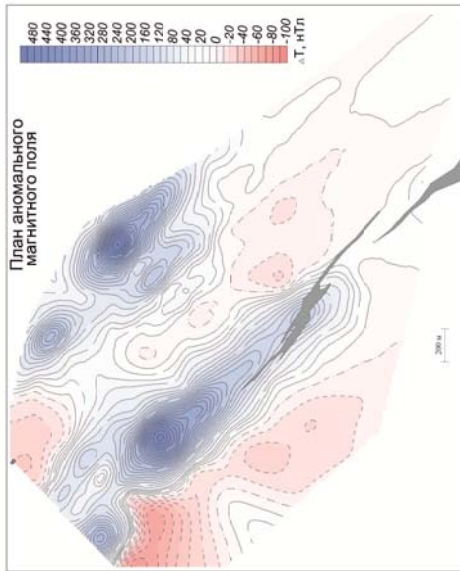
Ассоциирующие с радиоактивными ореолами аномалии ЕП обусловлены графитовой минерализацией. Результаты изучения связей потенциалов ЕП с содержаниями РАЭ и последних между собой позволяют предполагать, что поступление УВ и радиоактивных элементов было одновременным в процессе формирования дорудных метасоматитов.

Дорудная сульфидная минерализация представлена преимущественно пиритом, потому что продукты этого этапа, сохранившиеся от последующих преобразований, немагнитные.

На *Подголецном участке* интенсивные радиоактивные ореолы, наблюдаемые вдоль верховьев р. Безымянной и ее правого притока, интерпретируются как дорудные метасоматиты преимущественно мусковитового состава.

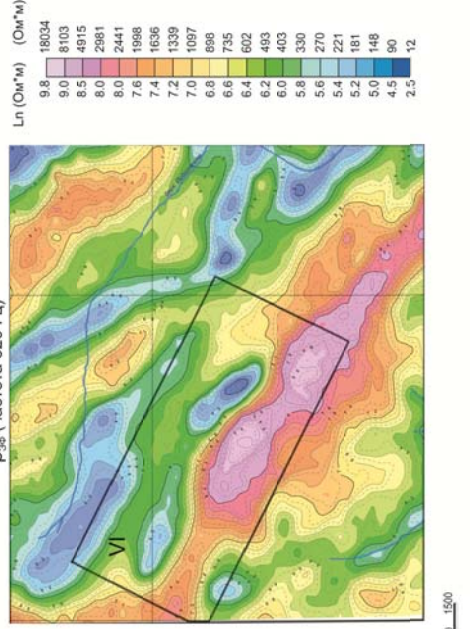
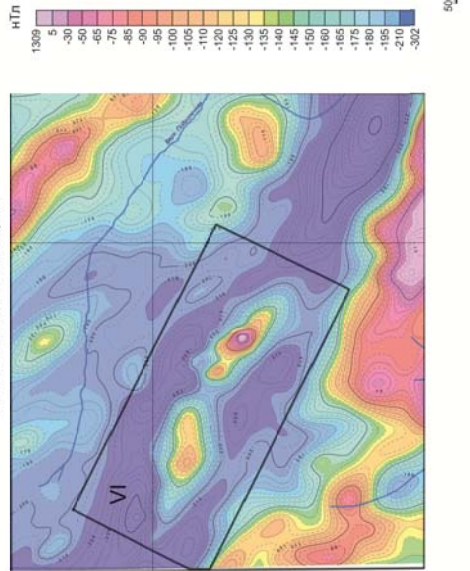
Пониженные сопротивления этих образований, вероятно, являются результатом сопутствующего углеродистого метасоматоза, немагнитные свойства отчетливо выразились в снижении уровня магнитного поля на участках их проявления по породам, содержащим раннюю метаморфогенно-метасоматическую пирротиновую минерализацию.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ БЛАГОДАТНОЕ



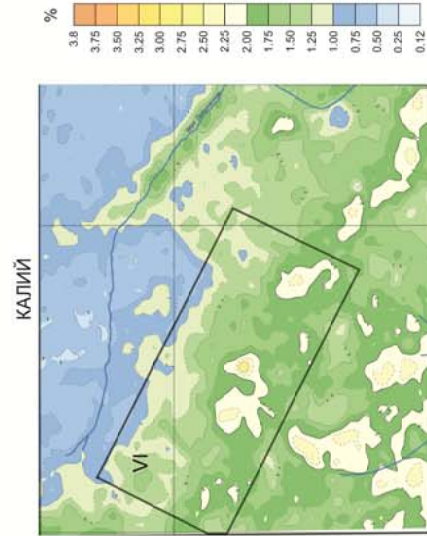
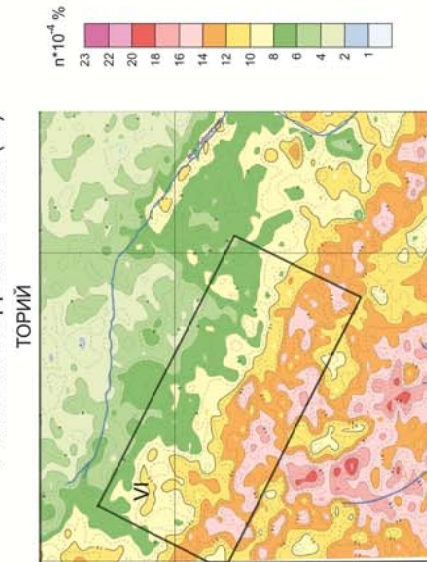
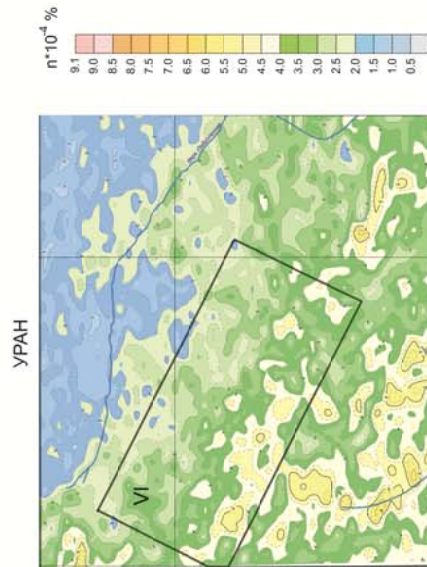
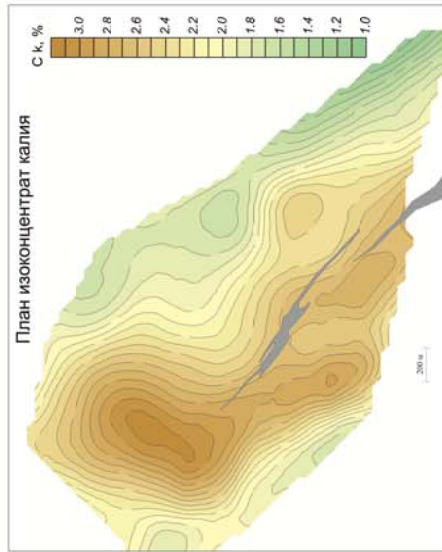
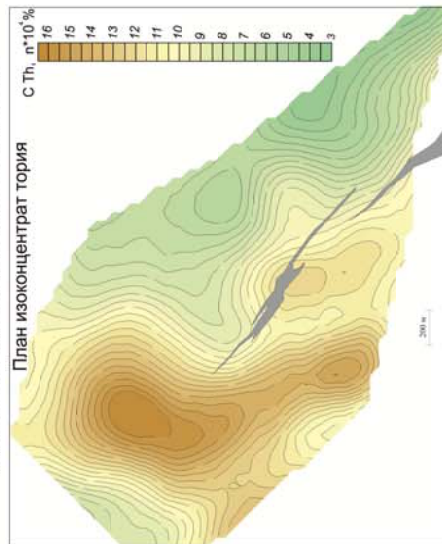
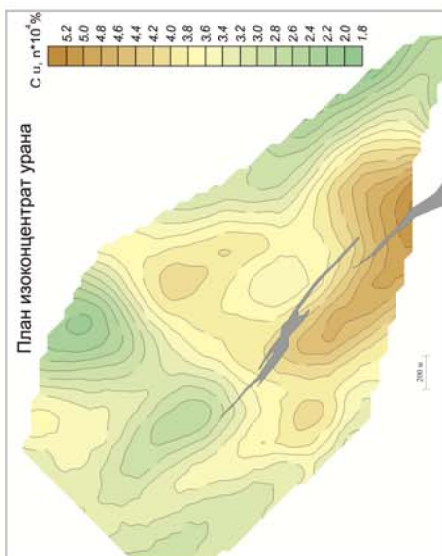
УЧАСТОК ПОДГОЛЕЧНЫЙ (IV)

ПОЛЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОПРОТИВЛЕНИЙ,
Р_{эф} (частота 520 Гц)



Геофизические аномалии золотосульфидного месторождения Благодатного и участка Подголечного

МЕСТОРОЖДЕНИЕ БЛАГОДАТНОЕ



Продолжение рисунка

На рудном этапе в рудогенерирующую систему месторождения *Благодатное* поступали растворы водно-углекислотно-мышьяково-сернистого состава. Отложение минералов происходило в интервале температур от 560 до 280 °С (Полева Т.В., Сазонов А.М., 2012). Воздействие раствора гидрокарбонатного состава на графитизированные породы приводило к разрушению их способности к естественной электрохимической поляризации и повышению сопротивления, что связано с развитием диэлектрической карбонатной минерализации.

Но, в условиях высоких температур резко увеличивается растворимость карбонатных минералов, что препятствует процессу карбонатизации и, как следствие, способствует сохранности поляризационных и низкоомных свойств метасоматитов в наиболее высокотемпературных частях рудной минералообразующей системы. Такие метасоматиты развиты на северо-западном, непродуктивном, фланге рудовмещающей структуры месторождения *Благодатного*.

Отличительной чертой низкоомных, поляризующихся образований рудного этапа является значительное истощение их в отношении U , активно мигрирующего в гидрокарбонатных растворах. Отложение, вынесенного с нижних, наиболее высокотемпературных, горизонтов, U происходило на флангах и верхних горизонтах месторождения. Наиболее низкоомные и поляризующиеся метасоматиты немагнитны, но находятся в непосредственном соседстве с самыми магнитными образованиями рудного этапа.

Аномальные магнитные свойства пород на месторождении связаны с пирротиновой минерализацией, входящей в состав рудного сульфидного парагенезиса. В этой связи кулисообразное строение зон рассеянной сульфидно-вкрапленной минерализации проявляется в конформных аномалиях магнитного поля.

Аналогичная зональность в распределении низкоомных, магнитных пород и ореолов U , образованных предположительно на рудном этапе, наблюдается и на *Подгольном участке*.

Литература

1. Колмаков Ю. В. Физико-геологическая модель Партизанского золоторудного узла // Геология и полезные ископаемые Красноярского края. – Красноярск: КНИИГиМС, 1999. – С. 231–235.
2. Полева Т.В., Сазонов А.М. Геология золоторудного месторождения *Благодатное* в Енисейском кряже. – М.: Экон. газ., 2012. – 290 с.
3. Колмаков Ю.В. Золото-сульфидное месторождение *Благодатное* (Енисейский кряж, Россия): природа геофизических аномалий, последовательность и причины образования петрофизической зональности // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 11. – С. 1667–1681.

СОВРЕМЕННАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ОСНОВА НОРИЛЬСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

Лазарев Ф.Д., Кирплюк П.В., Онищенко А.Н.

Всероссийский научно-исследовательский геологический институт
имени А.П. Карпинского, Норильский филиал, Норильск

В пределах центральной части Норильского района проведена комплексная (гамма-спектрометрия, магнитометрия, электроразведка методом ДИП) аэрогеофизическая съёмка масштаба 1:25000, выполнена обработка и интерпретация полученного геофизического материала с привлечением гравиметрических данных. В результате создана геофизическая основа, отвечающая современным требованиям, предъявляемым к геологическим материалам, пригодная для ведения дальнейших поисковых работ на медно-никелевое оруденение.

В течение двух полевых сезонов (2012–2014 г.г.) специалисты Норильского филиала ФГУП «ВСЕГЕИ» выполнили комплексную аэрогеофизическую съёмку масштаба 1:25000 в рамках объекта: «Опережающие геофизические исследования в пределах Хантайско-Рыбнинского поднятия с целью оценки перспектив медно-никелевого оруденения» по государственному контракту.

Объект работ расположен в Красноярском крае, в пределах Норильского промышленного района. Площадь исследований составила 10 000 км².

Целевым назначением работ являлось создание кондиционной геофизической основы (АГС, магнитометрия, электроразведка) для планирования дальнейших поисковых работ на медно-никелевое оруденение.

Краткая характеристика объекта работ

Площадь работ охватывает Норильскую, Вологчанскую, Хараелахскую, Имандинскую и Иконскую мульды, выполненные толеитбазальтовыми и туфовобазальтовыми вулканогенными формациями поздней перми-раннего триаса, а также, часть Хантайско-Рыбнинского поднятия, представленного преимущественно терригенно-карбонатными, сульфатоностными и терригенными угленосными отложениями палеозоя. Верхняя часть разреза (от девона и выше) насыщена интрузивными образованиями триаса, в том числе дифференцированными телами габброидов, с которыми связаны уникальные медно-никелевые месторождения Норильск 1, Талнахское, Октябрьское. Вся территория, за исключением мульд, которые выполняют положительные формы рельефа, перекрыта четвертичными отложениями мощностью от 10 до 100 м [1].

Технология геофизических съёмок

Комплексная аэрогеофизическая съёмка осуществлялась на самолете Ан-3 (авиакомпания «АГАТ») по системе параллельных маршрутов, ориентированных с курсами 90–270⁰, на высоте 100–120 м.

Аэрогеофизический комплекс включал: магнитометр ГТ-МАГ (ЗАО «Геотехнологии») с цезиевым датчиком Cs-2 (SCINTREX, Канада); низкофононый гамма-спектрометр с регистрацией полного спектра (ГСА), (ФГУП «Геологоразведка») с объемом детектора 36 л.; радиовысотометр TRA-3500; электроразведочный канал методом ДИП (ЗАО «Геотехнологии»); спутниковая система навигации «Javad»; система сбора и регистрации геофизических данных.

Проверка всех геофизических средств измерений перед началом полевых работ проводилась в Отраслевом научно-методическом центре по стандартизации, метро-

логическому обеспечению и сертификации Министерства природных ресурсов РФ (Геологоразведка – ВИРГ – Рудгеофизика, г. С.-Петербург).

Градуировка каналов аэрогамма-спектрометра в единицах концентраций урана, тория и калия осуществлялась перед началом полевых работ на полигоне «Юлия», расположенном в Боградском районе республики Хакасия.

Аэрогеофизическая съемка выполнялась с детальным огибанием рельефа при средней высоте полета 122 м, обусловленной длиной трос-кабеля выпускной гондолы (70 м) и минимальной безопасной высотой полета при работе с выпускными устройствами. Контроль высоты полета осуществлялся по радиовысотомеру TRA-3500 с точностью ± 1 м. Средняя скорость на съемочных маршрутах составила 189 км/час.

Точность съемки оценивалась по повторным маршрутам и составила по каналам: магнитометрический $\pm 0,89$ нТл, мощность экспозиционной дозы $\pm 0,25$ мкР/час, ториевый $\pm 0,498 \times 10^{-4}$ %, урановый $\pm 0,230 \times 10^{-4}$ %, калиевый $\pm 0,063$ %, электроразведочный на частоте 130 Гц – 0,0137 %, 520 Гц – 0,0149 %, 2080 Гц – 0,0370 %, 8320 Гц – 0,0659 %. Точность спутникового определения координат составила ± 1.55 м.

Магнитовариационные наблюдения велись в период съемки с применением магнитовариационной станции ГТ-МВС (ЗАО «Геотехнологии») в автоматическом режиме с цикличностью 1 секунда и ценой младшего разряда – 0,001 нТл.

Камеральная обработка материалов

Обработка полевых аэрогеофизических материалов осуществлялась с применением базового лицензионного программного продукта Geosoft OASIS montaj (версия 7.1), состоящего из необходимых для этой цели модулей (montaj™ Grav/Mag Interpretation, montaj plus™ GM-SYS Intermediate Profile Modeling, montaj plus™ Predictive Targeting). Классификации многомерных геофизических данных производились с применением комплекса спектрально-корреляционного анализа КОСКАД 3D (разработка А.А. Никитина, А.В. Петрова, МГГУ). Кроме того, использовались собственные программные разработки (AirRoute, модули для Geosoft OASIS montaj).

По результатам полевых работ и камеральной обработки материалов получен комплект цифровых моделей и кондиционных карт геофизических полей на площадь 10 000 кв. км, в т. ч. аномальное магнитное поле, МЭД, содержания урана, тория, калия, карты кажущейся электрической проводимости на частотах 130, 520, 2080, 8320 Гц (рис. 1–3).

В состав геофизической основы также вошли карты-трансформанты геофизических полей: локальная составляющая, вертикальный градиент, модуль полного градиента магнитного и гравитационного полей; сводная радиогеохимическая карта; карта районирования геофизических полей, петрофизические разрезы.

Интерпретация результатов съемок

Комплексная интерпретация физических полей, полученных в результате аэрогеофизической съемки, основана на сопоставлении последних с имеющимися геологическими данными и установлении определенных связей между особенностями геологического строения района и характером рассматриваемых полей. Следует отметить высокую эффективность примененного аэрогеофизического комплекса для решения картировочных задач. Помимо решения традиционных вопросов о тектоническом строении территории, была составлена геологическая схема, отражающая достаточно детальное формационное строение площади, в том числе для закрытых территорий.

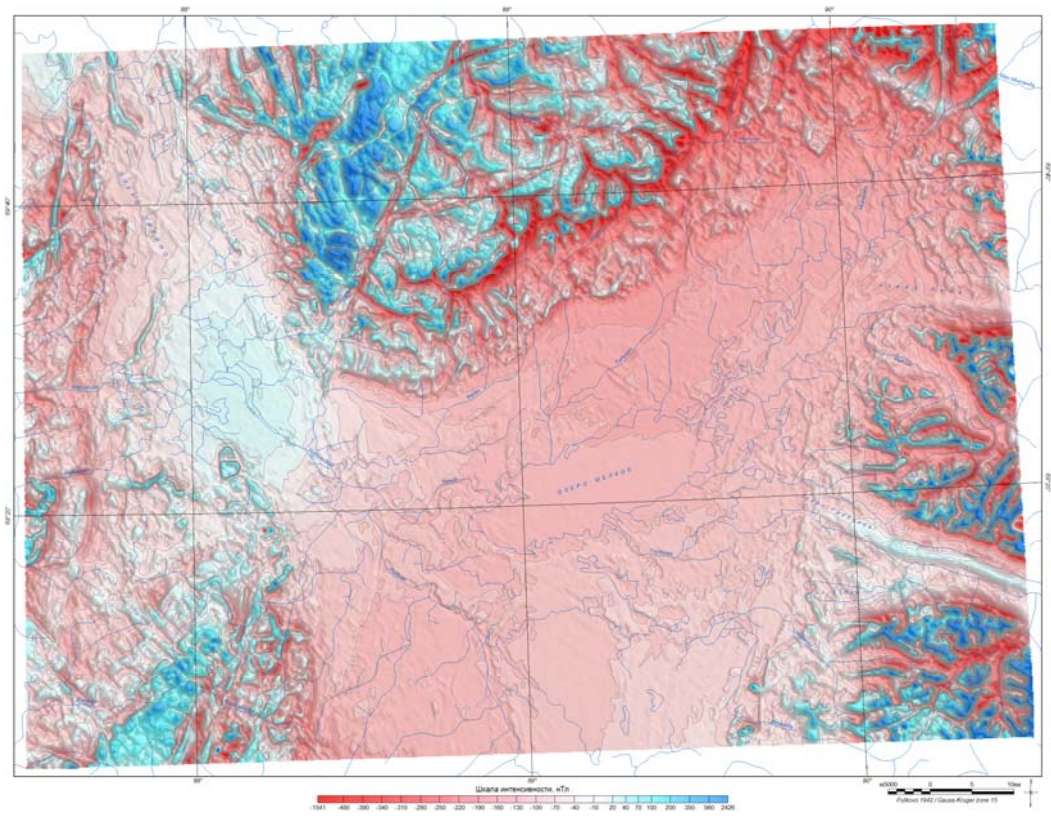


Рис. 1. Карта аномального магнитного поля

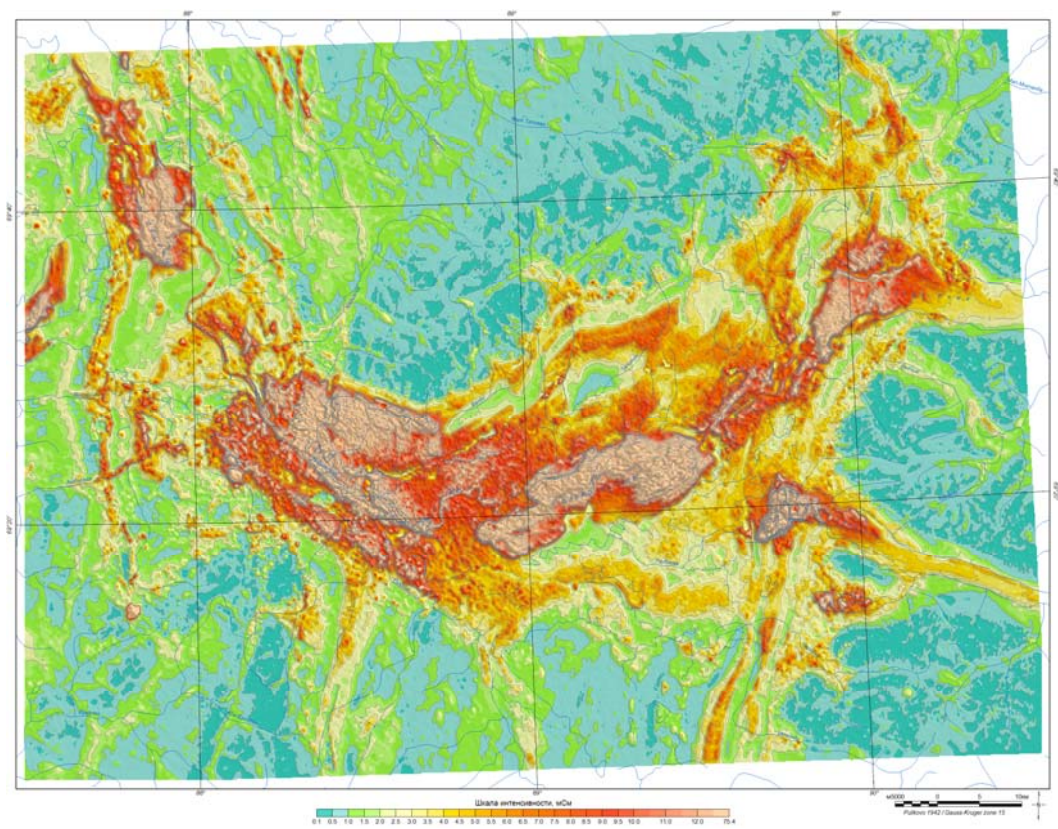


Рис. 2. Карта эффективной проводимости на частоте 520 Гц

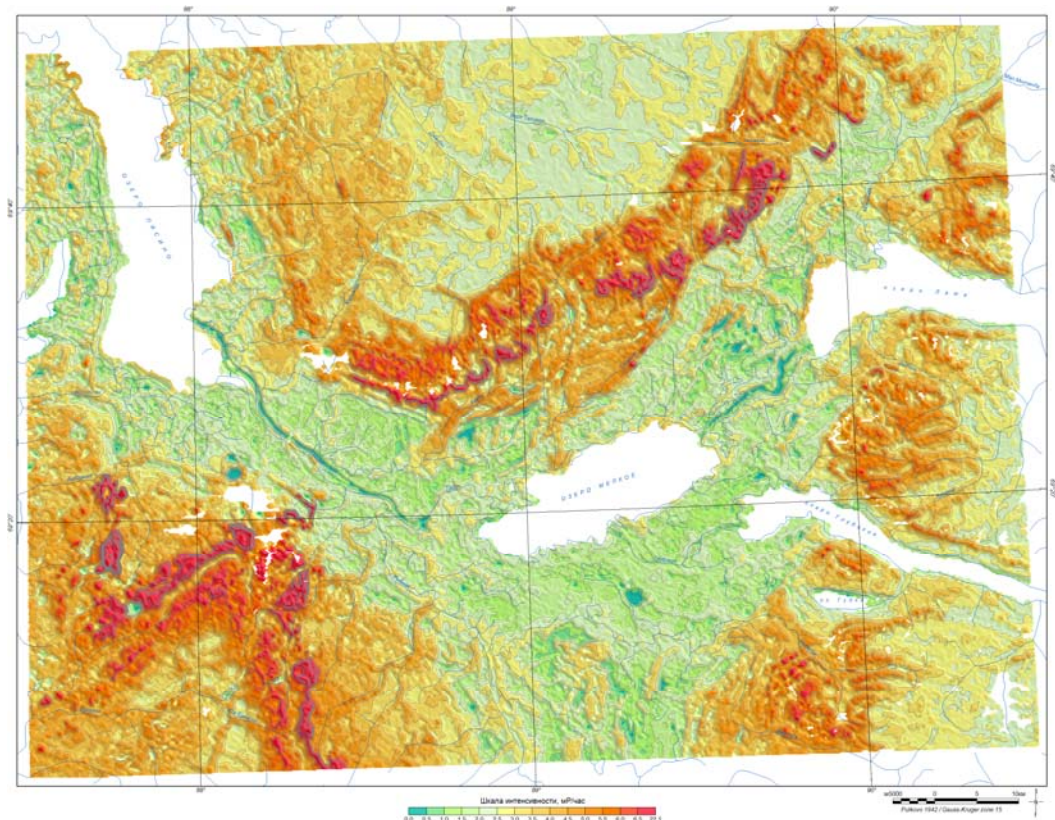


Рис. 3. Карта мощности экспозиционной дозы

Основные результаты комплексной интерпретации геофизических данных сводятся к следующему.

1. Особенности геологического строения изученной площади находят закономерное отражение во всех геофизических полях (магнитных, электрических и гамма-спектрометрических).

2. Главные швы разломных зон отлично трассируются контрастными линейными аномалиями разного знака и зонами повышенных горизонтальных градиентов магнитного и гравиметрического полей.

3. Туфолазовые образования нижнего триаса однозначно выделяются при петрофизическом районировании и уверенно подразделяются на тутончанский и двурогинско-путоранский горизонты. На сводной радиогеохимической карте, отражающей метасоматическую зональность туфолаговой толщи, уверенно устанавливается торий-калиевая специализация для тутончанского горизонта и уран-ториевая для двурогинского и путоранского горизонтов.

4. Среди высокоомных пород базальтовой толщи фрагментарно, но достаточно устойчиво, определяются выходы пород хаканчанской свиты, представленной туфами и туффитами с пониженным сопротивлением.

5. В аномальном магнитном поле и его трансформантах, за границей распространения туфолаговой толщи, отчетливо выделяются интрузивные образования норильского комплекса. Для них характерны локальные положительные аномалии средней (норильский и зубовский тип) и слабой (круглогорский и нижненорильский) интенсивности.

6. В полях эффективного электрического сопротивления (проводимости), на средних и нижних частотах, четко устанавливаются три региональных проводящих горизонта связанные: с угленосными терригенными отложениями тунгусской серии; с терригенно-карбонатными породами разведочнинской свиты нижнего девона; с нижнесилурийскими граптолитовыми сланцами. Эти же реперы являются стратиграфическими горизонтами благоприятными для локализации дифференцированных интрузий норильского комплекса.

7. Поля высоких частот электрического сопротивления фиксируют верхнюю часть разреза и, в целом, характеризуют его водно-мерзлотные свойства.

8. Аномалии техногенной природы наиболее четко фиксируются в аномальном магнитном поле, в радиогеохимических полях, достаточно контрастно выделяются при петрофизическом районировании и уверенно отбраковываются при использовании космических снимков Landsat.

Результаты объемного геомагнитного и геоплотностного моделирования

Для характеристики глубинного строения рассматриваемой площади выполнено объемное моделирование магнитного и гравитационного полей. Латеральные и вертикальные вариации магнитно-плотностных свойств среды отождествляются со структурными и вещественными изменениями глубинного геологического строения, а в комплексе с электроразведочными данными (в виде почастотных графиков) позволяют уточнить положение тектонических нарушений.

Для полученных геоплотностных и геомагнитных разрезов проведена классификация на базе двух признаков – эффективной намагниченности и плотности по методике К-средних с известным заранее числом классов. Это наиболее подходящий алгоритм в условиях минимума информации о начальных центрах классов, при котором точки, объединяемые в один класс, находятся наиболее близко к одному из заранее заданных эталонов. Анализ данных петрофизических разрезов, позволил, с большой долей вероятности, связать аномальные области, характеризующихся высокими значениями намагниченности и плотности с потенциально рудоносными интрузивными телами основного состава и зонами их контактовых изменений.

При выполнении работ впервые был предложен и апробирован в производственных объёмах расчёт и ввод поправок за влияние магнитного рельефа местности, сложенного высокомагнитными нижнетриасовыми базальтовыми лавами [2]. В результате была получена карта редуцированного магнитного поля, позволяющая существенно дополнить и обосновать прогнозные построения.

Критерии рудно-минерагенического прогноза

Объектом прогноза на площади работ являются сульфидные медно-никелевые месторождения норильского типа. Ведущая роль в их формировании принадлежит структурным, магматическим и литолого-стратиграфическим факторам [1]. Наиболее благоприятными тектоническими обстановками являются узлы пересечения главных рудоконтролирующих разломов северо-восточного простирания с разломами северо-западного простирания, образующими диагональную сеть с азимутами простирания 70–300°. Пликативные структуры, как правило, контролируют пространственное размещение рудоносных интрузивов, при этом, локализуя борты и килевые части синклиналиных складок.

Наиболее богатые месторождения тяготеют к участкам повышенной магнетизальности пикритовых базальтов и, в целом, представляют собой структурно взаимосвязанную систему эффузивов и дифференцированных рудоносных интрузивов. Именно такие участки изученной площади достаточно контрастно отражаются при комплексной интерпретации геолого-геофизических данных.

Заключение

На основе статистического подхода оценки соответствия геофизических полей и их трансформант известным месторождениям (распознавание образов) был сформирован комплексный прогнозный параметр (КПП). Вместе с геологическими данными он позволил выделить и оконтурить участки с максимальным коэффициентом подобия эталонным объектам (Норильск-1, Талнахское, Октябрьское, Черногорское).

По результатам работ в пределах исследуемой территории выделено 40 перспективных участков, площадью 707,7 кв. км, что составляет 7,08 % от общей площади исследования. Из них 18 участков, площадью 298,6 кв. км первой очереди и 22 участка площадью 409,1 кв. км второй очереди для постановки поисковых работ.

Таким образом, полученный комплект геофизических данных представляет собой качественную геофизическую основу, отвечающую современным требованиям, предъявляемым к геологическим материалам, и включает в себя не только карты исходных геофизических полей, но и результаты анализа и интерпретации геолого-геофизических материалов.

Литература

1. Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:1 000 000. Листы R-(45)47 (Норильск) / Ю.Г. Старицкий, Е.И. Ковригина. – Спб.: ВСЕГЕИ, 2000.
2. Долгаль А.С., Червоный Н.П. Учет влияния рельефа земной поверхности при аэромагнитных измерениях // Геоинформатика. – 2008. – № 2. – С. 58–66.

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕДНО-ПОРФИРОВОГО ОРУДЕНЕНИЯ ЖОНГАРО-БАЛХАШСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ СИСТЕМЫ (КАЗАХСТАН)

Сейтмуратова Э.Ю., Аршамов Я.К., Шарапатов А.

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан

Статья посвящена геофизическому фактору, как рудоконтролирующему медно-порфировое оруденение в Жонгаро-Балхашской складчатой системе Казахстана. Приведена геофизическая характеристика пространственного положения, глубинного строения, границ внутренних областей и структур региона по магнитным, плотностным, электрическим и сейсмическим параметрам. Выделены контуры гранито-гнейсовых купол, к бортам которых приурочены группы месторождений. Изложенные данные в дальнейшем могут применяться для выявления участков сульфидного оруденения промышленного типа.

Введение

Для Жонгаро-Балхашской складчатой системы (ЖБСС) характерно то, что она с трех сторон, кроме юго-восточной, обрамлена каледонскими структурами и представляет собой геосинклиналь, развивавшуюся в каледонском прогибе. Прогиб выполнен осадочно-вулканогенными (терригенными – среднего, вулканогенными – позднего палеозоя) образованиями. Основные процессы, приведшие к формированию складчатой системы, происходили во всем карбоне и завершились в позднепермское время.

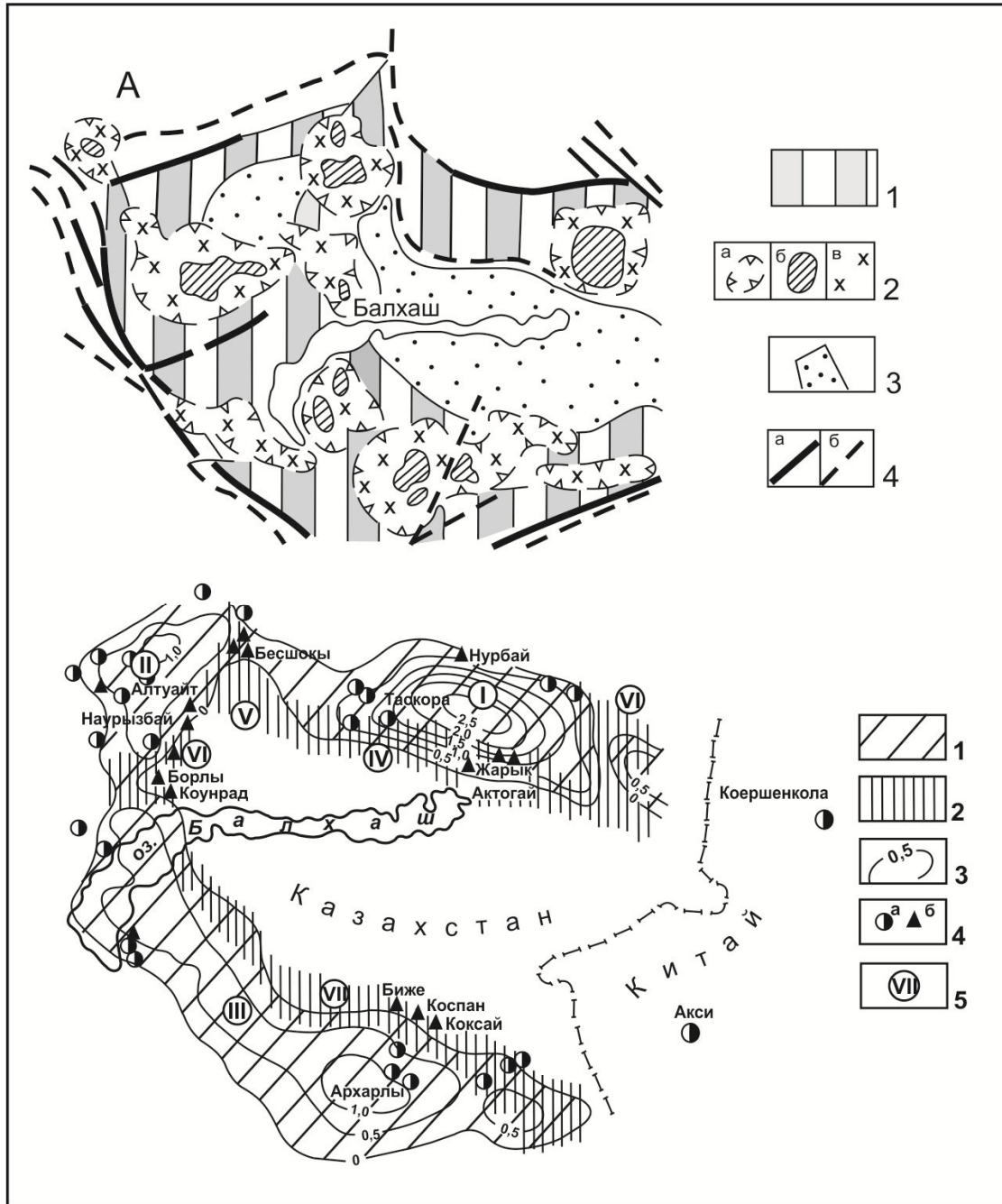
На примере крупнейших медно-порфировых месторождений мира к наиболее общим часто проявляющимся рудоконтролирующим факторам медно-порфирового оруденения относятся: 1) структурно-тектонический фактор; 2) формационный фактор; 3) фациальный фактор; 4) литологический фактор; 5) магматический фактор; 6) стратиграфический фактор; 7) метасоматический и минералогический фактор; 8) геохимический фактор; 9) геофизический фактор; 10) фактор степени эрозионного среза.

Все перечисленные факторы рудоносности медно-порфирового оруденения вулcano-плутонических поясов (ВПП) мира и ЖБСС в настоящее время хорошо изучены.

Далее (по данным Беневоленского, 1972; Бекжанова, 1984; Любецкого и др., 2002.) приведена геофизическая характеристика ЖБСС, позволяющая детально охарактеризовать глубинное строение региона и способствующая выявлению конкретных участков оруденения.

Геофизическая характеристика ЖБСС

Балхаш-Илийский ВПП отчетливо характеризуется протяженной полукольцевой региональной зоной положительных аномалий магнитного поля высокой интенсивности, длиной по периметру 1500 км, шириной от 90 до 170 км (рисунок). Её максимальные положительные значения (50–100 нТ) соответствуют Токрауской, Илийской и Калмакэмель-Баканасской вулканическим зонам (впадинам).



Докембрийское основание и зоны рассредоточенной базификации нижнего палеозоя в пределах Балхашского сегмента (А). Региональные магнитные аномалии Балхаш-Илийского ВПП (Б) (по геофизическим данным В.Н. Любецкого и др., 2000).

А: 1 – скрытый архей-раннепротерозойский фундамент; 2 – гранито-гнейсовые купола: а) внешний контур, б) негранитизированный останец; в) гранито-гнейсовый субстрат с массивами гранитоидов; 3 – зоны рассредоточенной базификации нижнепалеозойского возраста; 4 – глубинные разломы.

Б: 1 – региональные положительные магнитные аномалии высокой интенсивности: I – Баканасская, II – Токрауская, III – Илийская, соответствующие вулканическим впадинам (ветвям), 2 – перемычки пониженной магнитной интенсивности, соответствующие окраинному вулканическому поясу; IV – Котырассанской, V – Бесиокинской, VI – Кусак-Тастыйской, VII – Алтынэмельской ветвям, 3 – изолинии региональных магнитных аномалий, 4 – месторождения: а – золота, серебра, б – меди, молибдена с золотом (порфиrowого типа)

Выделенная региональная подковообразная аномалия со своей внутренней стороны отмечается аномальными перемычками с пониженной интенсивностью. Они на всем протяжении разделяют внутреннюю область и структуры ЖБСС с отрицательными значениями магнитных аномалий. Эта переходная структурно-формационная зона соответствует окраинно-континентальному Тасты-Кусак-Котырарсан-Алтынэмельскому вулканическому поясу [1–4].

Балхаш-Илийский пояс региональными разломами расчленен на несколько крупных секторов: северо-западный (Токрауский), северный (Котанэмель-Калмакэмельский), северо-восточный (Баканасский) и южный (Илийский). Глубинное строение этих поясов различно.

Локализация оруденения

По геофизическим данным в основании Токрауской впадины фиксируются гранито-гнейсовые купола (ГГК) с гранитно-метаморфическим слоем мощностью от 1 до 5 км. Некоторые из них на поверхности представлены Тасарал-Кызылэспинским, Актау-Моинтинским массивами [1, 5].

Гравитационными аномалиями фиксируется также ряд ГГК – Сарыюленский, Майтас-Коньыратский, сгруппированные в протяженную меридиональную полосу. В бортах этих куполов и гравитационной аномалии в породах фундамента локализованы месторождения меди и золота.

При разнородном составе фундамента ВПП, принадлежности их к той или иной геодинамической обстановке, считается, что наиболее благоприятными для локализации медного оруденения в наложенных ВПП являются фемические островодужные комплексы основания. В основании Баканасской впадины отмечены базитовые и метабазитовые комплексы и блоки коры с гранитно-метаморфическим слоем – Актогайский ГГК.

Выше по разрезу протяженной *гравитационной аномалией* положительного знака северо-западного и субширотного направлений фиксируются палеостроводужные поднятия, из которых наиболее крупным является Колдарское, которому свойственно повышенная первичная золотоносность и меденосность. К северному борту Актогайского ГГК приурочены месторождения золото-кварцево-сульфидной формации Запалат-Койтасской группы – Акшоки, Жиланды Восточное и Бутабай-Придорожное.

В Калмакэмельской зоне *гравитационными аномалиями* положительного знака фиксируются островодужные поднятия и аномалиями отрицательного знака – прогибы Акшатауской структурно-формационной зоны и Шынгыз-Тарбагатай. По *комплексным гравиметрическим и сейсмическим данным* здесь выделены два островодужных вулканических поднятия – Калмакэмельское фронтальное и Жоргинское тыловое с разделяющим их Котанэмельским междуговым прогибом [1]. В пределах их локализованы месторождения Таскоринско-Тузской и Музбель-Тузской групп.

В Илийской вулканической впадине в качестве сиалического цоколя выступают ГГК – Жидели-Куйганский, Или-Баканасский и др., отмеченные изометричными и неправильно овальными *аномалиями силы тяжести*. На более высоком уровне – в среднепалеозойском структурном этаже, выделяются вулканические поднятия, прорванные плутонами гранодиоритов, и отдельные задуговые прогибы. Эти структуры имеют субширотную ориентировку и наложены на Южно-Жонгарский, Заилийский антиклинорий (микроконтиненты). Илийская впадина в своей северо-

западной части на значительной площади перекрыта мезо-кайнозойским чехлом. Месторождения расположены в восточной (Алтынэмельской) обнаженной части, соответствующей Архарлинской *гравитационной аномалии* положительного знака.

Методами электроразведки (ВЭЗ, ДЭЗ, ВП) на рудных полях и месторождениях устанавливаются границы раздела различных литолого-формационных комплексов вулканогенных толщ, метасоматитов и зон с сульфидной минерализацией.

Интерпретация *магнитометрических материалов* позволяет также уточнить мощность вулканических комплексов и их внутреннюю структуру. Мощность вулканитов в центральных частях Токрауской впадины по геофизическим данным составляет 2000–3000 м, Баканасской – достигает 4000–5000 м, Илийской – 3000–4000 м.

По совокупности положительных магнитных аномалий высокой интенсивности и анализу гравитационных полей устанавливается, например, блоковое строение Токрауской вулканической впадины. Оно выражено в чередовании участков, относительно приподнятых и выступающих в современной структуре в виде сводов, горст-антиклиналей, и относительно опущенных – грабенов, мульд. В Коныратском и Бешокинском горстах оконтурены соответственно Конырат-Борлы-Кепчамский и Бешокинский рудные районы (Жуков, 1975), включающие крупные и средние месторождения меди (Конырат, Борлы, Кепчам, Прибрежное, Бешоки и др.).

Основные факторы локализации медно-порфирового оруденения

В итоге факторы локализации медно-порфирового оруденения можно сформулировать следующим образом:

- 1) приуроченность месторождений к узким линейным прогибам поверхности М, фиксирующим высоко проницаемые мобильные зоны глубинных разломов;
- 2) наличие метабазальтового слоя повышенной мощности и гранитно-метаморфического – сокращенной мощности;
- 3) существенно сиалический состав гранитно-метаморфического слоя на фоне интенсивно базифицированного слоя прилегающих зон;
- 4) наличие выступов каледонского фундамента с реликтами гранито-гнейсовых куполов в основании комплексов герцинского междугового прогиба;
- 5) развитие в островодужную стадию герцинского междугового прогиба, заключенного между двумя островодужными поднятиями;
- 6) присутствие в составе каледонского фундамента района карбонатных и карбонатно-терригенных комплексов, способствующих формированию интрузий щелочно-земельного ряда с пестрым неустойчивым составом и широко развитыми процессами ассимиляции и гибридизма;
- 7) приуроченность оруденения к малым порфировым интрузиям, образующим апофизы и мелкие штоки в эндо- и экзоконтактах крупных плутонов гранитоидов пестрого неустойчивого состава;
- 8) приуроченность оруденения к краевой фронтальной части вулканического пояса, хорошо фиксируемой на закрытых площадях в магнитном поле границей региональной положительной аномалии;
- 9) приуроченность оруденения к поднятиям основания вулканического пояса, где мощность позднепалеозойских вулканитов минимальная.

Заключение

Перечисленные глубинные факторы, вытекающие из анализа геофизических материалов, целесообразно учитывать в комплексе с геологическими данными при составлении типовой модели формирования месторождений молибден-медно-порфировых руд и прогнозной оценке перспектив вулканических поясов.

Литература

1. Бекжанов Г.Р. Глубинные структуры и медно-порфировое оруденение Джунгаро-Балхашской складчатой системы. – Алма-Ата: Наука, 1984. – 224 с.
2. Любецкий В.Н., Любецкая Л.Д. и др. Создать модель тектоносферы Казахстана, раскрыть геодинамику ее развития в палеозое, закономерности размещения рудных поясов и районов, глубинные критерии их локализации: Отчет о НИР. – Алматы, Фонды ИГН им. К.И. Сатпаева, 2005. – 351 с.
3. Кривцов А. И. Методология и объекты металлогенического анализа и прогнозных построений: состояние и перспективы // Отечественная геология. – 1995. – № 5. – С. 4–11.
4. Сейтмуратова Э.Ю., Жуков П. К., Сайдашева Ф. Ф. Геодинамика и металлогения Акчатау-Коунрадского рудного района // Геология Казахстана. – 2001. – № 3–4. – С. 220–234.
5. Акшалов Т. К., Волков В. В., Стрельчонок Н. В. и др. Геологическое доизучение листов L-43-33-Б, Г; 34-А, В; 44-Б, Г; 45, 46-А, в: отчет по работам 1980-86 гг. Т. 1. – Алма-Ата: ЮКГУ, 1986. – 255 с.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЧЕРТОВО КОРЫТО (ПАТОМСКОЕ НАГОРЬЕ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ) И ВОЗМОЖНАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ

Соколов С.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Рассмотрена петрофизика золоторудного месторождения Чертово Корято. Выделено три петрофизических комплекса (ПФК): 1. Метаосадочные отложения с углеродистым веществом (электродный потенциал (ЭП) до -400 мВ) и сульфидами (ЭП до -230 мВ): χ , в основном, до $50 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ, $\sigma = 2,55-2,85$ г/см³, $U = 8,32$ г/т, $Th = 26,48$ г/т, $K = 4,23$ %; 2. Метаосадочные отложения с углеродистым веществом (ЭП = 0 мВ), сульфидами, карбонатами и золотом: χ до $1200 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ за счёт пирротина, $U = 4,4$ г/т, $Th = 14,19$ г/т, $K = 3,44$ %, $\sigma = 2,75-2,85$ г/см³; 3. Березиты с сульфидами и золотом: χ до $700 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ; $U = 3,70$ г/т, $Th = 9,72$ г/т, $K = 2,10$ %, $\sigma = 2,85-2,9$ г/см³. Вероятно, первыми по времени сформировались породы ПФК 1. Породы ПФК 3 отвечают заключительному этапу формирования месторождения.

Введение

Месторождение Чертово Корято расположено на севере Байкало-Патомской золотоносной провинции в пределах Кевактинского рудного узла Тонодского рудного района.

Открытие во второй половине прошлого столетия в центральной части провинции месторождения золота Сухой Лог, чьи запасы составляют более 1500 т, стало кульминацией работы нескольких поколений геологов, изучавших эту территорию.

Другие золотоносные территории, в частности, Тонодский рудный район продолжают оставаться недостаточно изученными. Выявление нескольких объектов, подобных месторождению Чертово Корято с запасами 100 тонн, в совокупности будет сопоставимо с запасами центральной части провинции.

Характерной чертой месторождения Чертово Корято является сочетание двух разрывных структур: пологой рудовмещающей и крутой, рассматриваемой как рудоподводящий канал. Это свойство придаёт месторождению особый петрофизический облик.

Пологие рудовмещающие структуры, по всей видимости, характерны не только для Тонодского рудного района, но и для других территорий Байкало-Патомской золотоносной провинции в силу условий её геодинамического развития [1].

В настоящей работе дана характеристика и предложена последовательность формирования петрофизических комплексов месторождения Чертово Корято, что позволяет понять природу его геофизических аномалий и способствует выявлению аналогичных рудных объектов в пределах недостаточно изученных площадей.

Геологическое строение месторождения Чертово Корято

Руды месторождения Чертово Корято развиты в нижнепротерозойских терригенно-осадочных отложениях михайловской свиты с содержанием углеродистого вещества до 2 %. Метапесчаники и метаалевролиты составляют до 90 % объёма вмещающих пород и по степени преобразований отвечают начальным изменениям эпидот-амфиболитовой фации регионального метаморфизма [2].

Главными рудными минералами являются пирит, пирротин, арсенопирит, в меньших количествах встречаются галенит, сфалерит, халькопирит. Основная масса сульфидов в форме вкрапленников и прожилков сосредоточена в апосланцевых метасоматитах, тыловые зоны которых отвечают березитовой формации. Золото чаще встречается в кварце.

Пологая структура, вмещающая рудную залежь месторождения, приурочена к ядерной части субширотной Михайловской синклинали и на востоке месторождения сочленяется с рудоподводящим крутопадающим разломом. Оба нарушения погружаются на запад-юго-запад под углами 15–20° и 60° соответственно.

Методика исследований

Площадные магнитные (ΔT) и гамма-спектрометрические наблюдения выполнялись в 2006 г. по сети размером 100×10 м и 100×20 м, соответственно. Дополнительно использованы результаты измерения естественного электрического поля (ЕП) по сети 100×20 м 1973–1980 г.г.

На месторождении Чертово Кoryто проведена серия петрофизических исследований: измерение магнитной восприимчивости, измерение электродных потенциалов и плотности, нейтронно-активационный анализ.

Все свойства пород изучались на керне разведочных скважин. Изучен материал 33 скважин по 4 буровым линиям (БЛ). При измерении χ на каждом метре керна через равные промежутки делалось минимум 3 измерения. Всего выполнено 14500 измерений. Для измерений применялся прибор ПИМВ.

Электродные потенциалы измерялись на углеродистом веществе и сульфидах по отношению к неполяризуемому медному электроду. Исследовано 369 образцов по БЛ 7, 8а, 19, 30. Для этих же образцов методом гидростатического взвешивания определялась плотность.

Нейтронно-активационный анализ (НАА) проводился в ядерно-геохимической лаборатории на базе исследовательского ядерного реактора Томского политехнического университета. Всего изучена 181 проба.

Петрофизические комплексы месторождения Чертово Кoryто

Результаты исследований позволяют выделить три петрофизических комплекса. К ПФК 1 относятся метаосадочные отложения с углеродистым веществом и сульфидами. На углеродистом веществе зафиксированы ЭП до –400 мВ (рис. 1).

Из сульфидов наиболее интенсивный ЭП = –230 мВ зафиксирован на пирите. Значения χ в породах ПФК 1 в основном до $50 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ. В единичных случаях χ достигает $100 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ (рис. 1Б).

Породы ПФК 1 отличается максимальной концентрацией радиоактивных элементов на месторождении (таблица).

Плотность пород ПФК 1 варьирует вместе с содержанием в них сульфидов, главным образом, от $2,55 \text{ г/см}^3$ до $2,75 \text{ г/см}^3$. В нескольких образцах отмечались тонкие линзы поляризуемого углеродистого вещества среди карбонатизированных прожилков. Плотность таких образцов $2,75\text{--}2,85 \text{ г/см}^3$.

Карбонатизация характерна в большей мере для пород ПФК 2 и особенно ПФК 3. Они же содержат кондиционные концентрации золота. Углеродистое вещество в породах ПФК 2 не поляризуется (ЭП = 0 мВ), при этом χ пород достигает $1200 \cdot 10^{-5}$ ед. СИ (рис. 1В). Плотность изменяется в диапазоне $2,75\text{--}2,85 \text{ г/см}^3$ в зависимости от

содержания карбонатов и сульфидов. Средние концентрации радиоактивных элементов $U = 4,4$ г/т, $Th = 14,19$ г/т, $K = 3,44$ %.

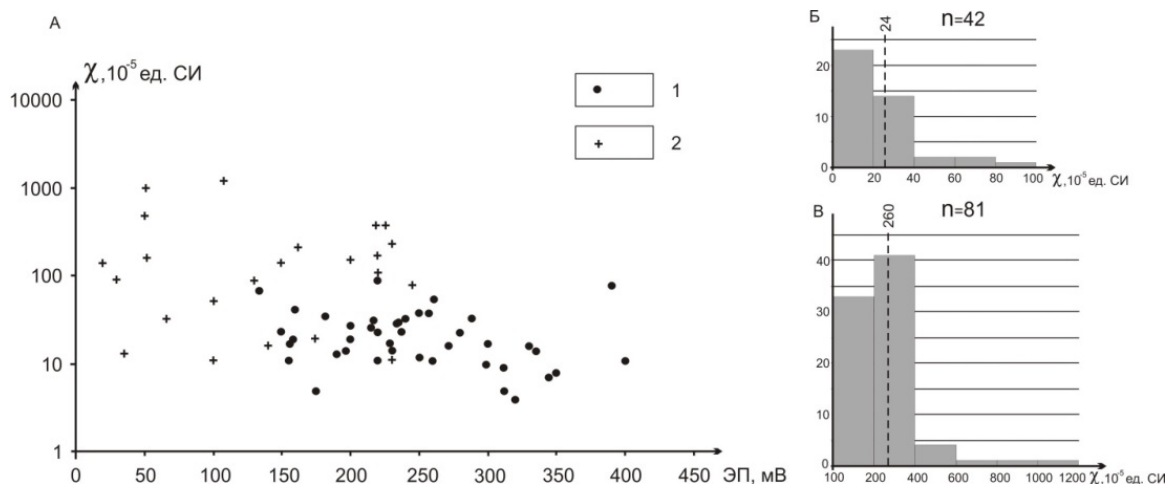


Рис. 1. Поле корреляции ЭП и χ (А), распределение χ в образцах с поляризующимся (Б) и неполяризующимся (В) углеродистым веществом. 1 – образцы с поляризующимся углеродистым веществом; 2 – сульфиды. n – мощность выборки, пунктиром показано среднее значение χ .

Распределение U , Th , K в породах месторождения по данным НАА

	Литология	Содержания элементов*			Коэффициенты корреляции			Кол-во проб
		U , мкг/г	Th , мкг/г	K , %	U , Th	U , K	Th , K	
ПФК 2	Песчаник	4,04	13,22	2,71	0,53	0,30	0,01	50
	–	1,53	3,88	1,32	–	–	–	–
	Алеврит	3,29	12,59	2,70	0,34	0,25	0,19	29
	–	1,29	2,45	1,53	–	–	–	–
	Аргиллит	5,87	16,75	4,91	0,79	0,22	0,24	31
	–	3,09	6,84	2,11	–	–	–	–
ПФК 3	Березит	3,70	9,72	2,10	0,69	0,13	-0,40	16
	–	2,44	4,87	1,21	–	–	–	–
ПФК 1	Породы с поляризующимся УВ	8,32	26,48	4,23	0,8	0,58	0,90	17
	–	5,07	13,04	2,13	–	–	–	–
	Все образцы	4,80	15,41	3,18	0,75	0,44	0,42	181
	–	2,97	8,01	1,86	–	–	–	–

* в столбцах верхнее число – среднее арифметическое в выборке, нижнее – стандартное отклонение.

Березиты выделены в ПФК 3 и имеют самое низкое содержание K , U , Th (см. таблицу) и самую высокую плотность (рис. 2). В них отсутствует УВ. Значения χ в березитах варьируют пропорционально содержанию пирротина, достигая $700 \cdot 10^5$ ед. СИ.

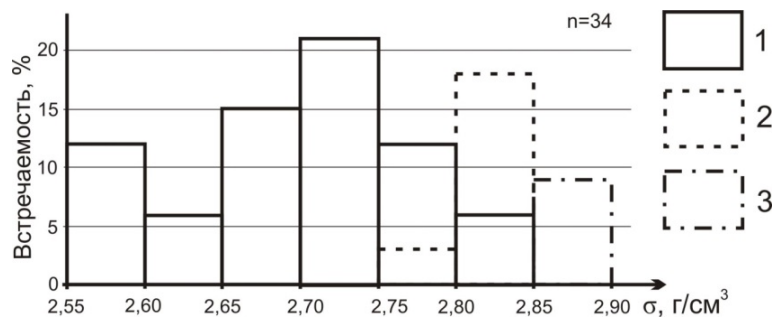


Рис. 2. Плотность пород ПФК 1 (1), ПФК 2 (2), ПФК 3 (3)

Обсуждение результатов

По всей видимости, на самом раннем этапе формирования месторождения происходило обуглероживание пород. Оно носило зональный характер, потому что было приурочено к дизъюнктивным нарушениям. Обуглероживание привело к появлению интенсивных отрицательных аномалий ЕП. Несколько из них амплитудой до -850 мВ сохранилось на южном и восточном флангах месторождения. Уже к началу обуглероживания породы содержали сульфиды.

Осадочное углеродистое вещество, которым обогащены породы, распространено повсеместно, но оно не создаёт аномалий ЕП.

Последующая циркуляция гидротермальных растворов в зонах разрывных нарушений приводила к изменению пород. Происходила их сульфидизация, результатом которой стало развитие пирротина и, соответственно, резкое увеличение χ . Также произошел частичный вынос радиоактивных элементов и карбонатизация пород, на что указывает ассоциация сульфидов с карбонатами.

В результате взаимодействия карбонатирующих растворов с обуглерожеными породами, последние утратили способность создавать ЭП. Вероятно, это случилось за счёт нарушения целостности углеродных проводников путём внедрения в них диэлектриков в виде тончайших карбонатных прожилков.

В итоге, сформировались породы ПФК 2.

По всей видимости, **на заключительном этапе формирования месторождения**, гидротермальный раствор становился всё более карбонатным, запечатывая кальцитом и анкеритом трещины. Зоны, которые дольше всего оставались проницаемы содержат десятки процентов карбонатов и выполнены березитами. Породы в такие зоны обеднены радиоактивными элементами, имеют самую высокую плотность и относятся к ПФК 3. Характерно, что только в березитах отрицательный коэффициент корреляции между Th и K (см. таблицу) это их отличительная особенность и важный поисковый признак.

Литература

1. Колмаков Ю.В., Соколов С.В., Гусев Е.В. Геодинамические условия образования месторождений золота в Патомском нагорье, Восточная Сибирь: факторы их проявления в аномалиях магнитного поля // Отечественная геология. – 2010. – № 4. – С. 8–14.
2. Кучеренко И.В., Гаврилов Р.Ю., Мартыненко В.Г., Верховин А.В. Петролого-геохимические черты рудовмещающего метасоматического ореола золоторудного месторождения Чертово Корыто // Известия ТПУ. – 2008. – Т. 312. – № 1. – С. 11–20.

О ПАРАМЕТРАХ И ПРИРОДЕ ФЕДОРОВСКО-КЕДРОВСКОЙ ЗОЛОТОРУДНОЙ ЗОНЫ

Тараканов К.В.

ООО «Геофизическое бюро», Новокузнецк

Результаты анализа имеющихся и вновь полученных геофизических данных позволяют отнести известную Федоровско-Кедровскую золоторудную зону (Кузнецкий Алатау) к числу крупных золоторудных объектов.

Введение

В 2012-14г.г. при поисковых работах ООО «Тэтис-Технолоджи» на объекте «Поисковые работы на золото в пределах Ортон-Федоровской золоторудной площади (Кемеровская область)» активно применялись геофизические методы исследований. Именно геофизические данные позволяют судить о природе известной Федоровско-Кедровской золоторудной зоны и в полной мере оценить её размеры.

На предполевом этапе были выполнены обобщение и переинтерпретация данных аэромагнитной и аэроспектрометрической съемки масштаба 1:25000 (Мамонтов, Реморенко, 2000), площадной магнитной съемки масштаба 1:10000 на юго-западной части площади (Амзоров, 1967), площадной комплексной геофизической съемки масштаба 1:10000 на восточной части площади (Говорушкин, 1993), площадных геофизических работ масштаба 1:1000-1:2000 на месторождении Федоровское-1 (рабочие материалы ООО «Тэтис-Т», 2008). На основе данных гравиметрической съемки масштаба 1:200000 (Глазырин, Князева, 1967) выполнен томографический анализ гравитационного поля.

Полевые геофизические работы 2012–14г.г. позволили заключить, что рудоносные структуры I порядка проявляются двумя признаками; оба диагностируются геофизическими методами.

Поисковые признаки рудоносности

Стратиграфическим признаком является переход от сульфидизированных, графитизированных преимущественно карбонатно-сланцевых образований унушкольской свиты к бессульфидным терригенно-вулканогенным образованиям. Этот переход характерен для верхней подсвиты, в пределах которой доля вулкаников и вулканомиктовых пород возрастает до преобладающей. Такие переходы проявляются выдержанными градиентами в естественном электрическом поле (ЕП), протягивающимися в северо-восточном направлении на большое расстояние. Электроразведкой ЕП они зафиксированы с точностью 50–150 метров. Ортон-Магызынский градиент протягивается на расстояние более 18 км от Бол. Ортон на Магызынскую площадь на территории Республики Хакасия. Градиент максимально резкий, что обусловлено налеганием поляризующихся образований на неполяризующиеся. Федоровско-Кедровский градиент выражен не так резко, т.к. здесь наблюдается обратный порядок залегания: поляризующаяся черносланцевая толща погружается на север под неполяризующиеся вулканики, «просвечивая» с глубины. При таком залегании в Федоровско-Кедровской зоне терригенно-вулканогенные породы являются экраном для осаждения золота, выщелоченного гидротермами из черносланцевой толщи. Очевидно, это и обуславливает более высокий рудный потенциал Федоровско-Кедровской зоны.

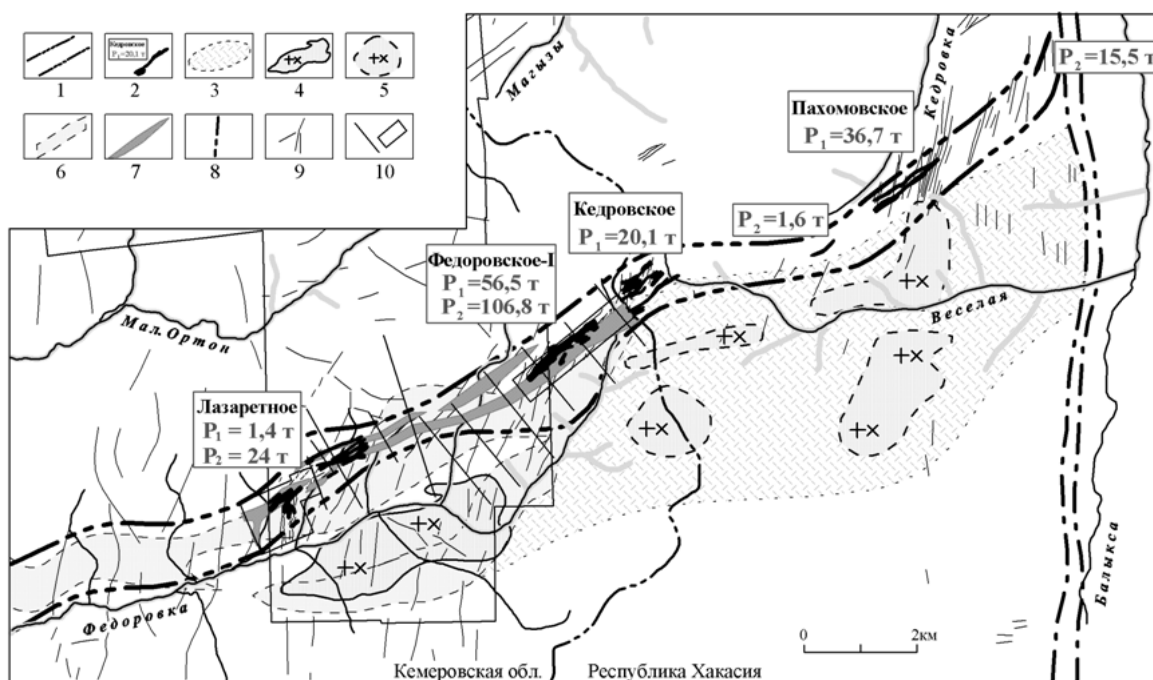
Структурным признаком являются разрывы большой протяженности, а значит, и глубокого заложения, совмещенные с вышеописанными градиентами ЕП. В частности, на Федоровской рудной зоне такая разрывная структура северо-восточной ориентировки шириной 100–200 м прослежена вертикальным электрическим зондированием (ВЭЗ) на расстояние 7,5 км до административной границы с Республикой Хакасия. Она характеризуется широким развитием околорудных метасоматитов и образованиями коры выветривания в верхней части разреза.

Локализуемыми элементами золотого оруденения (структуры II порядка) выступают разрывы северо-восточного направления и выполняющие их маломощные интрузивные тела кундусульского комплекса, а также секущие разрывы и дайки основного состава субмеридионального направления. Последние проявляются ярко выраженными магнитными аномалиями линейного типа. На участках золоторудных проявлений, как правило, наблюдается сочетание нескольких локализующих элементов. Рудными телами, как установлено, могут являться линейные кварцевые штокверки либо зоны метасоматических изменений пород без наличия кварца. Кварцевые штокверки проявляются локальными аномалиями электрического сопротивления линейного типа. Такие аномалии, преимущественно северо-восточной и субширотной ориентировки, наблюдаются в изобилии на всех исследованных рудопроявлениях. Их размеры и амплитуда варьируют в самых широких пределах. Зоны метасоматических изменений, напротив, выявляются только в тех случаях, когда они сопровождаются сульфидной минерализацией, т. е. – по локальным аномалиям ЕП, низкого электрического сопротивления, образованиями коры выветривания в верхней части разреза (по данным ВЭЗ).

На томографической модели гравитационного поля Ортон-Федоровской площади впервые локализованы протяженные зоны разуплотнения шириной 0,5–1,0 км, выраженные на поверхности разрывными нарушениями и зонами гидротермально-метасоматической проработки метаморфизованной осадочной толщи. По томографической модели гравитационного поля установлено, что золоторудные проявления Ортонское, Лазаретное и месторождение Федоровское I объединяются одной зоной разуплотнения линейного типа, которая имеет дугообразную форму и протягивается в северо-восточном направлении до административной границы с Республикой Хакасия на расстояние более 20 км. На продольном разрезе зоны в ней насчитывается шесть очагов минимальной плотности (аномальных узлов) на глубинах от 0,8 до 1,5 км. Очаги распределены в зоне через 2–3 километра. Известная Федоровская золоторудная зона на территории Кемеровской области и её непосредственное продолжение – Кедровская рудная зона на территории Республики Хакасия, являются небольшим фрагментом указанной зоны разуплотнения.

Совместный анализ полученных данных с грави-магнитным полем сопредельной территории в Республике Хакасия, показал, что всю цепь золоторудных проявлений по обе стороны от административной границы (Федоровско-Кедровская золоторудная зона), от нижнего течения Федоровки на западе до Балыксинского разлома на востоке, следует связывать с тектоническим контактом скрытой интрузии мартайгинского комплекса. Интрузия проявляется отрицательной гравитационной аномалией размерами 22×4 км, обнажается на юго-западе как Федоровский массив, и на востоке, в правобережье Балыксы, – в виде аналогичного массива (рисунок). Преобладающая часть интрузии скрыта под водоразделом отрога Кузнецкого Алатау. Воздымающиеся к поверхности штокообразные выступы скрытой части интрузии проявляются, так же, как и откартированные массивы, площадными магнит-

ными аномалиями. Разлом, к которому приурочена Федоровско-Кедровская золоторудная зона, на глубине ограничивает северо-западный край интрузии и, тем самым, является наилучшим проводником восстающих рудоносных флюидов.



Структурная приуроченность Федоровско-Кедровской золоторудной зоны:

- 1 – предполагаемый контур Федоровско-Кедровской рудной зоны; 2 – проявления, их ресурсы; 3 – отрицательная гравитационная аномалия, отождествляемая со скрытой интрузией мартайгинского комплекса; 4 – Федоровский интрузивный массив; 5 – штоки скрытой интрузии, проявляющиеся площадными магнитными аномалиями; 6 – зоны разуплотнений на гравитомографической модели, отождествляемые с метасоматитами в разрывных структурах глубокого заложения; 7 – выделенные по данным ВЭЗ образования коры выветривания в минерализованных зонах; 8 – дизъюнктивы Балыксинского разлома; 9 – дайки, в том числе проявляющиеся магнитными аномалиями; 10 – профили и участки геофизических наблюдений

Заключение

Полученная геолого-геофизическая модель позволила обозначить параметры рудогенерирующей магматической структуры и характеризовать Федоровско-Кедровскую золоторудную зону протяженностью более 20 км, расположенную на территориях двух субъектов РФ, в пределах которой рудопроявления представлены единым структурно-вещественным комплексом, а фрагментарно оценённые ресурсы золота категории P_1 составляют более 110 т, как первоочередной крупный золоторудный объект района для продолжения поисково-оценочных работ в расширенных границах.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ В ПРИКОНТАКТОВЫХ (СКАРНОВЫХ) ЗОНАХ ЗОЛОТОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Mohammed Atef El Sayed

Институт естественных наук, Сохаг университет, Арабская республика Египет

Приведены методика полевых электротомографических работ методом ВП и результаты интерпретации на участке Ийский (юг Сибири). Работы проводились со стандартной одноканальной электроразведочной аппаратурой.

Краткий обзор проблемы

Повышение эффективности геофизических методов за счёт выявления и исследования возможностей новых прогрессивных технологий в реальных геологических условиях было и остаётся одной из актуальных проблем разведочной геофизики. Настоящая статья посвящена изучению геолого-геофизической информативности электротомографии в приконтактных (скарновых) зонах терригенно-вулканогенно-карбонатных комплексов пород с интрузивами.

Электротомография в последние два десятилетия получила серьёзную теоретическую и инструментальную базу [1, 2, 5], нашла широкое практическое применение при изучении геологических обстановок, главным образом, в ходе инженерно-геологических изысканий применительно к решению разнообразных строительных, археологических и гидротехнологических задач. И, лишь в единичных случаях, она применена при поисково-разведочных работах на отдельные виды полезных ископаемых [4, 5]. Сегодня возможности электротомографии в условиях рудоносных площадей остаются слабо изученными.

Электротомография – это раздел электроразведки методом сопротивления и вызванной поляризации, который относится к технологии электрических зондирований и позволяет проводить обработку и интерпретацию полевых данных для получения 2D и 3D моделей среды. Она включает в себя как методику полевых наблюдений, так и технологию обработки и интерпретации полевых данных.

Основными особенностями, отличающими томографию от классических зондирований, являются: линейный шаг по разносам, позволяющий многократно использовать одни и те же места заземлений питающих электродов для различных положений приемных линий; высокая плотность наблюдений; небольшой, в сравнении с методом ВЭЗ, интервал разносов; комбинирование различных электроразведочных установок [3]. Разрешающая способность и качество интерпретации данных электротомографии связаны с плотностью наблюдений.

Методика исследования

В данной работе проведен анализ электротомографических работ методом ВП на участке Ийский. Работы проводились со стандартной одноканальной электроразведочной аппаратурой (МЭРИ-24 плюс АСТРА-100). Идея состоит в том, что коммутируются только приемные электроды, соединенные косой. Коммутатор «СОМх64» обеспечивает измерения с 64-канальными косами [2]. Для производства работ применялся шаг 3 метра. Длина одной расстановки 320 метров. Выбор рабо-

чей пары приемных электродов обеспечивается программой, записанной в памяти коммутатора. Питающий электрод переносится вручную. Обработка полевых измерений и интерпретация полученных данных выполнены с использованием программных продуктов X2ipi (МГУ), Res2dinv (Малайзия), ZondRes2D (СПбГУ) [1, 2].

Результаты и их обсуждение

Скарновое месторождение золота, на котором были выполнены исследования, находится на юге Сибири (Западные Саяны, участок Ийский). Результаты интерпретации электротомографических работ методом ВП показаны на рис. 1. Анализируя их, нетрудно убедиться в существенной неоднородности разреза по электросопротивлению пород и их поляризуемости. Отчётливо проявляется по этим параметрам дифференциация разреза как по глубине (примерно до 50 м), так и по простиранию.

Полученные на рудном поле данные об электрических и магнитных свойствах пород верхних частей разреза (табл.) и результаты сопоставления томографической колонки разреза с геологической колонкой по стволу скважины № 1 (рис. 2) позволяют вполне однозначно построить по разрезам электросопротивления и поляризуемости (рис. 1, б, 1, в) геологическую схему (рис. 1, г).

Физические свойства горных пород на участке Ийский

Порода, руда	Удельное электросопротивление, Ом·м	Поляризуемость, %	Магнитная восприимчивость, $\times 10^{-5}$ СИ
Граниты, гранодиориты	500–3000	<1,1	1000–3000
Эффузивы разного состава	700–4000	<1,1	1500–2500
Скарны, роговики	5000–7000	<1,1	1000–2000
Скарны с сульфидами	2000–3000	5–7	4000–5000

По данным электротомографии в варианте ВП, используя сведения о физических свойствах пород, на исследуемом участке были определены основные черты его структурного строения. И не только местоположение отдельных скарновых тел в зоне скарнированных пород, закартированной при геологической съёмке, но и места в них, обогащённые сульфидами, представляющими собой золотоносную руду. Среди сульфидов здесь присутствует пирротин, о чём свидетельствуют данные таблицы и материалы каротажа скважины (рис. 2).

Автор благодарит научного руководителя работы А.Н. Орехова (ТПУ, Россия).

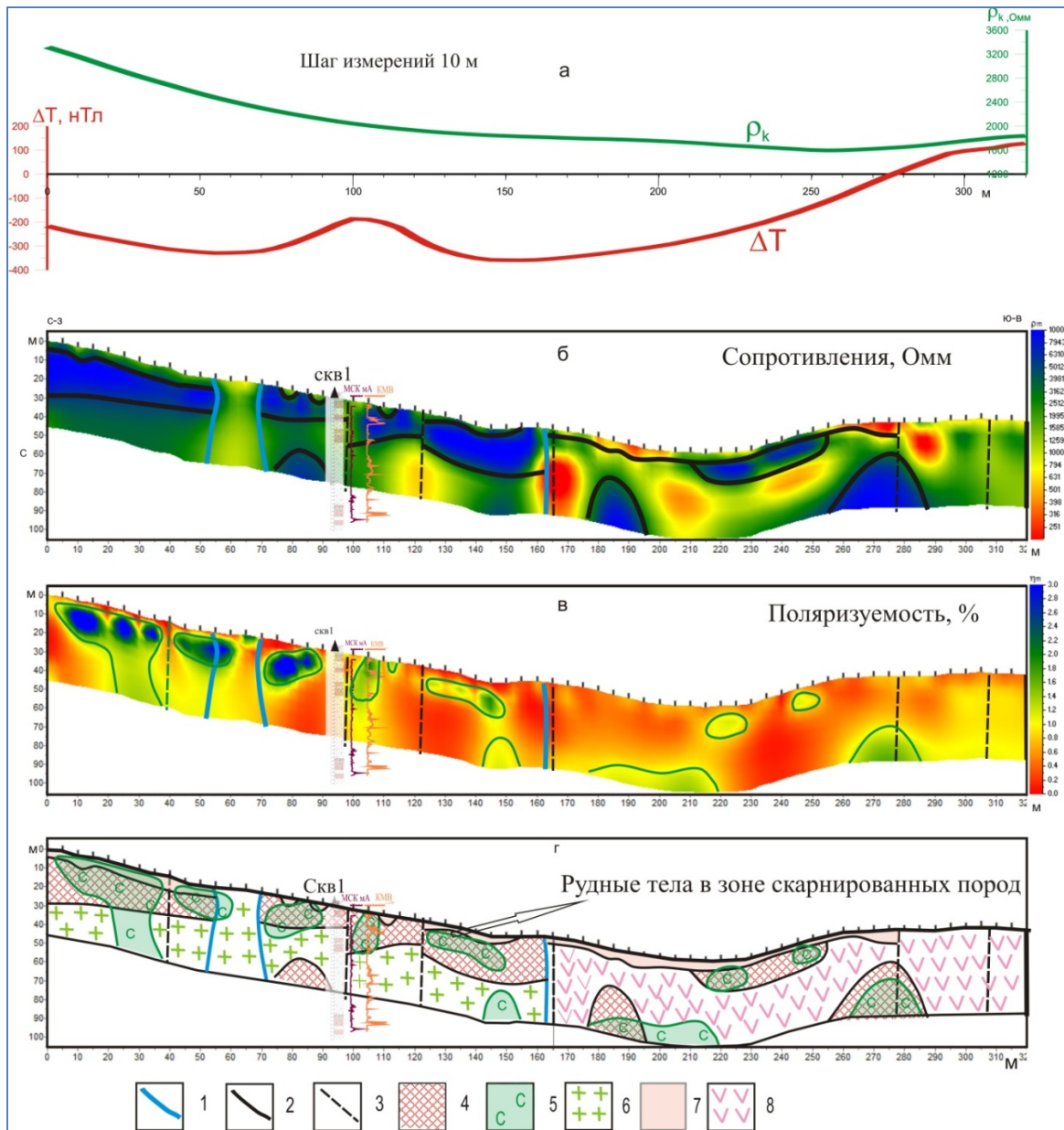


Рис. 1. Результаты геофизических работ на Ийском участке:
 а – графики изменения ρ_k , ΔT ; б – геоэлектрический разрез по данным сопротивления;
 в – геоэлектрический разрез по данным поляризуемости; г – схема результатов интерпретации.
 1 – границы по геологическим данным; 2 – границы по геофизическим данным;
 3 – тектонические нарушения, выявленные по геофизическим данным;
 4 – скарновые тела по геофизическим данным;
 5 – сульфидизация, предполагаемая по геофизическим данным;
 6 – граниты; 7 – делювиальные отложения;
 8 – вулканогенно-осадочные породы

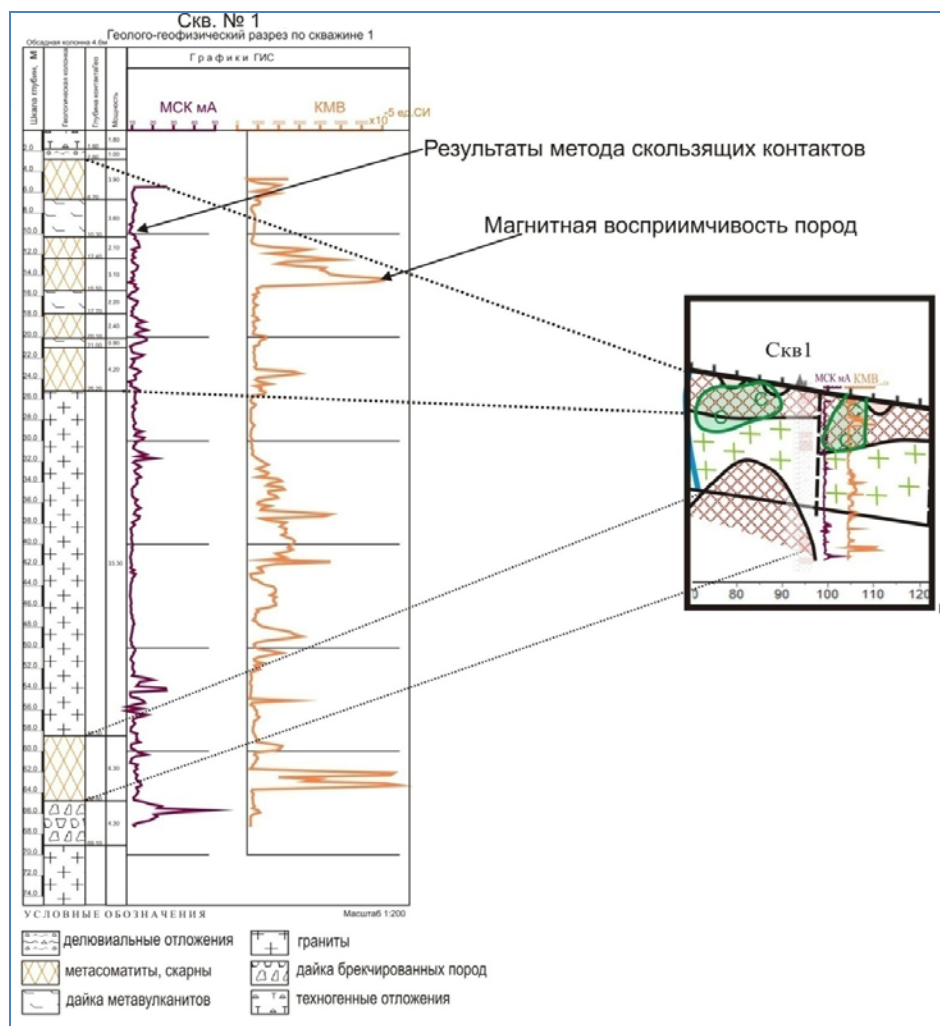


Рис. 2. Сопоставление геолого-геофизической колонки по скв. № 1 с фрагментом геоэлектрического разреза по данным электротомографии

Литература

1. Loke M.H., Barker R.D. Rapid least-squares inversion of apparent resistivity pseudo sections using a quasi-Newton method // *Geophysical Prospecting*. – 1996. – Vol. 44. – pp. 131–152.
2. Бобачев А.А., Модин И.Н. Электротомография со стандартными электро-разведочными комплексами // *Разведка и охрана недр*. – 2008. – № 1. – С. 43–47.
3. Бобачев А.А., Модин И.Н., Перваго Е.В., Шевнин В.А. Многоэлектродные электрические зондирования в условиях горизонтально-неоднородных сред // *Разведочная геофизика. Обзор*. – М.: АОЗТ «Геоинформмарк», 1996. – Вып. 2. – 50 с.
4. Куликов В.А., Бобачев А.А., Яковлев А.Г. Применение электротомографии при решении рудных задач до глубин 300 – 400 м // *Геофизика*. – 2014. – № 2. – С. 39–46.
5. Пустозеров М.Г. Современные геофизические технологии при золотопоисковых работах в ЗАО «Полюс» // *Разведка и охрана недр*. – 2008. – № 1. – С. 11–16.

HYDROTHERMAL ALTERATION ASSOCIATED WITH POLYMETALLIC VEIN, WADI HAMAD AREA, NORTH EASTERN DESERT EGYPT

ElSayed Ahmed Saber Ibrahim

Geology Department, Faculty of Science, Sohag University, Sohag City, Egypt

The hydrothermal alteration patterns associating with the gold prospect hosted by shear zone along the contact between the granites and Dokhan volcanis in the Hamad area, Eastern Desert of Egypt, were investigated in order to assign their relationship to mineralization.

Introduction. The Basement rocks of the Arabian-Nubian shield in the Eastern Desert of Egypt have long been known to host gold mineralization, in which there are more than 95 occurrences are known [1]. The majority of these occurrences are considered hydrothermal vein-type of polymetallic characters. The formation of hydrothermal ore deposits leaves a geochemical imprint on their country rocks through fluid circulation at local to regional scales. Fluids, including magmatic ones, circulate through the crust, leach a large spectrum of elements and metals along the way, and precipitate them as the physical and chemical conditions of the fluids and host environment evolve (temperature, salinity, Eh, pH, etc.), generating ore bodies and hydrothermal alteration haloes.

The wall rock alteration around the hydrothermal quartz veins and lodes of the Eastern Desert show distinct mineralogical changes suggestive of metasomatic alteration.

This study describes the mineralogical and chemical characteristics of this alteration and aims to verify the physicochemical conditions prevailing during the Au related hydrothermal alteration.

Geology of Hamad area. The Hamad area is located between 26°58' and 27°10' N latitude and 32°50' and 33°02' E longitude. The Wadi Hamad area lies west of Gabal Dokhan and to the south east of Guluf granitic mass.

Hamad volcano-sedimentary successions. The volcano-sedimentary deposits are mainly composed of lava flows (rhyolitic and andesitic flows), pyroclastics (ignimbrite and tuffs) and fluvial siliciclastic sedimentary rocks (Hammamat group) and are intruded by younger granites (Fig. 1) and subvolcanic intrusions of sill- and dyke-type.

Mineralized quartz vein. In the study area, it was founded that the mineralized quartz vein and the associated hydrothermal alteration are confined to the nearly N-S shear zone along the contact between the granites and Dokhan volcanic. quartz vein showing vuggy texture, colloform texture, combe texture. The mineralization represented by filling vuggy, and fracture fill with ore minerals.

Wall rock alteration. The hydrothermal alteration activity resulted in widespread alteration around the mineralized vein. All the alteration assemblages herein described show a considerable amount of overlapping.

Phyllic (Sericitic) Alteration: The nearest wall-rock alteration zone is characterized by the predominance of white micas – sericite and muscovite, secondary quartz and pyrite crystals. The secondary assemblages replace all the rock forming minerals, except perhaps some quartz. Sericite is the predominant mineral of the rock, as most of the potash feldspars and plagioclase are completely obliterated and altered to sericite (Fig. 2A).

Propylitic Alteration: Most ignimbrite rocks underwent a strong propylitic alteration giving their characteristic greenish-yellowish tinge. This alteration produces a mineral

assemblage of quartz- chlorite–epidote-pyrite (Fig. 2B). Relics of kaolinitized, sericitized and saussuritized feldspars are also observed.

Argillic alteration: Intense argillic alteration is characterized by an abundance of clay minerals as-replacements of plagioclase, K-feldspar, and ferromagnesian minerals. Kaolinite, generally a minor constituent of the feldspar alteration product, is concentrated locally in this zone (Fig. 2C).

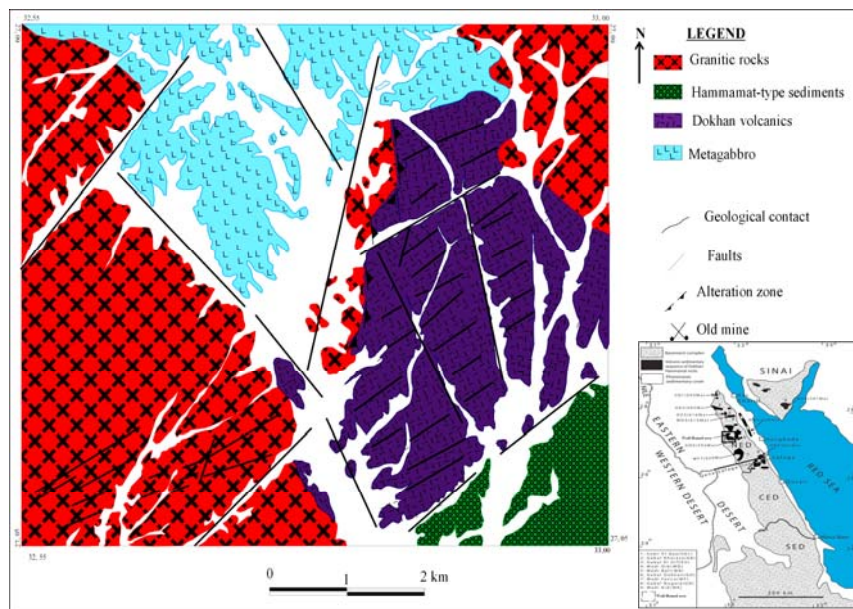


Fig. 1. Location and geologic map of the Hamad area north eastern desert of Egypt

Ore minerals. Ore minerals are composed of sulphide, oxide and native gold minerals. Pyrite, chalcopyrite and less abundant sphalerite and galena are observed in both quartz vein and alteration zones. Oxide minerals are represented by magnetite which is the main primary oxide in the alteration zones. Goethite occurs as a secondary supergene mineral after sulphides.

Gold mineralization. Grains visible in optical microscope we were able to find only where gold grades were > 0.5 g/t. The grain size of gold is variable, generally 2 – 15 mm in diameter, rarely up to 40 mm. However, significant proportion of gold is probably also distributed in the form of submicroscopic grains ($< 2 \mu\text{m}$). Most of the observed gold grains are not hosted by quartz veinlets, but they occur in their broad vicinity within altered rock variably associated with alteration products (muscovite, chlorite, K-feldspar, plagioclase, epidote, magnetite). Furthermore, gold grains hosted by ground mass are sometimes accompanied by the dense clusters of tiny ($< 2 \mu\text{m}$) (Fig. 2D).

Geochemistry of hydrothermal alteration. The geochemical database includes new major and trace element analyses of immobile and mobile elements are used to monitor the chemical effect brought by hydrothermal alteration. Four key plots diagrams portraying the alteration in volcanic rocks i.e. $(\text{Na}_2\text{O} + \text{CaO})\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O}$ triangular, $\text{Na}_2\text{O}/\text{Al}_2\text{O}_3$ and $\text{K}_2\text{O}/\text{Al}_2\text{O}_3$, $\text{MgO} + \text{Fe}_2\text{O}_3$ vs $\text{CaO} + \text{Na}_2\text{O}$ and CaO and $\text{CaO} + \text{Na}_2\text{O}$ versus K_2O (Fig. 3 A, B, C and D) clearly show the altered nature of most country rocks collected in the vicinity of the zones of polymetallic vein mineralization.

The alteration trends of the wall rocks displayed on $(\text{Na}_2\text{O} + \text{CaO})\text{-Al}_2\text{O}_3\text{-K}_2\text{O}$ triangular diagram (Fig. 3A). The initial stages of alteration form a trend parallel to the $(\text{Na}_2\text{O} + \text{CaO})\text{-Al}_2\text{O}_3$ and $\text{K}_2\text{O}\text{-Al}_2\text{O}_3$ sides of the diagram, whereas advance alteration shows a

marked loss in Na₂O and CaO compositions and more towards the Al₂O₃ apex. The molar ratio calculated from bulk whole-rock analyses, the plot traces shows a progressive increase of phyllic alteration from the early potassic assemblage to the inner most quartz-sericite zone. The pattern portrays a continuous decrease in molar Na₂O/Al₂O₃ and K₂O/Al₂O₃ toward the innermost phyllic zone (Fig. 3B).

The alteration facies of the ore deposits in the Wadi Hamad area can be separated into mineralogical and geochemical components using the concentrations of MgO, Fe₂O₃, K₂O, Na₂O and CaO (Fig. 3C).

A wt% plot of CaO+Na₂O versus K₂O illustrates the breakdown of plagioclase during sericitization (Fig. 3D). primary K₂O contents are < 1%. The sericitization reaction involves alkali exchange as K₂O was added from hydrothermal fluids and CaO+Na₂O loss as plagioclase was altered (some Ca may be retained in carbonate or epidote). In strongly sericitized rhyolites, almost no CaO+Na₂O remains, but the sericite component apparently continues to increase.

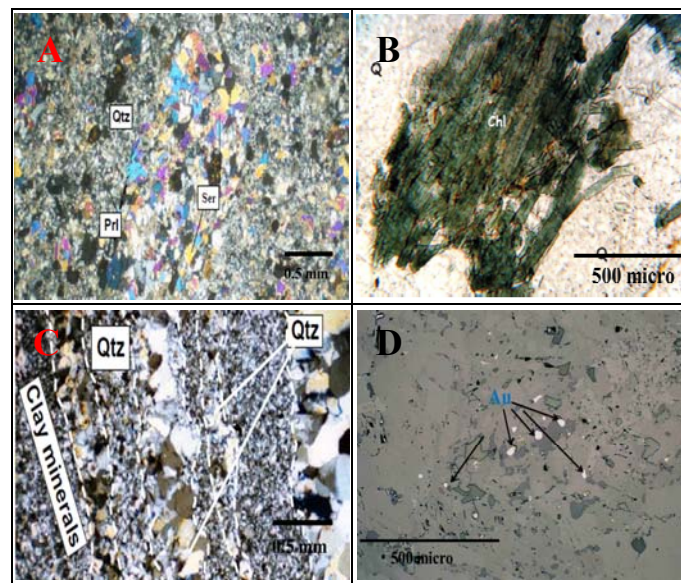
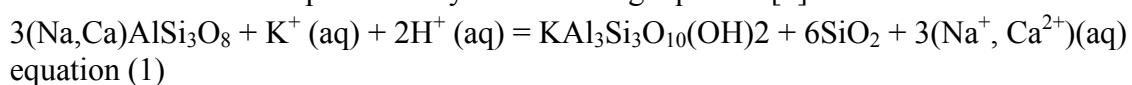


Fig. 2. A – The feldspar minerals are replaced by sericite a dominant mineral in phyllic alteration zone. B – chlorite crystal present an alteration product in propylitic alteration zone. C – Clay minerals alteration product in argillic alteration zone, D – Dense clusters of tiny gold grains hosted by ground mass

Discussion and conclusions. Detailed study of alterations and mineral assemblages of Hamad deposit further confirmed that the alteration processes are deeply related to the elemental remobilization and ore mineral formation. The sequence of alteration patterns determined in this study enables to reconstruct the possible chronologically evolution of these processes from sericitization to sulphidization through carbonatization and finally chloritization. Initial alteration of the sheared rocks involved substantial addition of K⁺ and H⁺ in the fluid, that leads to sericite formation after plagioclase in the volcanic rocks in such zones can be reproduced by the following equation [2]:

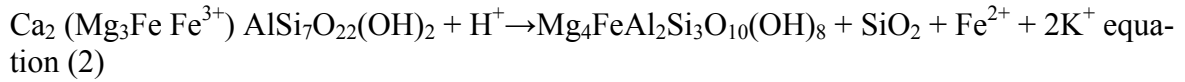


Consequently, sericitization accompanied by precipitation of silica (secondary quartz) has occurred in the contact alteration zones. Na, Ca, and silica are expelled in the

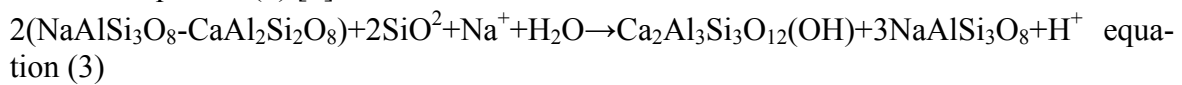
reaction. This is consistent with microscopic observation of recrystallized silica and from the (Na₂O + CaO)-Al₂O₃-K₂O triangular diagram that showing the loss of Na and Ca.

Alumina is expected to be concentrated in the sericite zone due to destruction of feldspars and the immobile nature of Al rather than the addition from the fluids as may be understood from equation (1).

The zone of *chlorite-epidote (propylitic)* the hydrothermal chlorite is replaces hornblende and biotite in form of aggregates of very fine-grained and smooth sheets along the cleavage planes equation (2) [3].



The pistachio-green epidote clusters are abundant in the core of plagioclase and are conspicuous within the quartz veinlets. Epidote that replaces plagioclase is defined by the chemical equation (3) [4].



The *quartz-clay (argillic)* Sericite, when under acid attack (low pH) of a hydrothermal solution produces a series of phyllosilicates (e.g., kaolinite, dickite), which are represented by equation (4) [4].

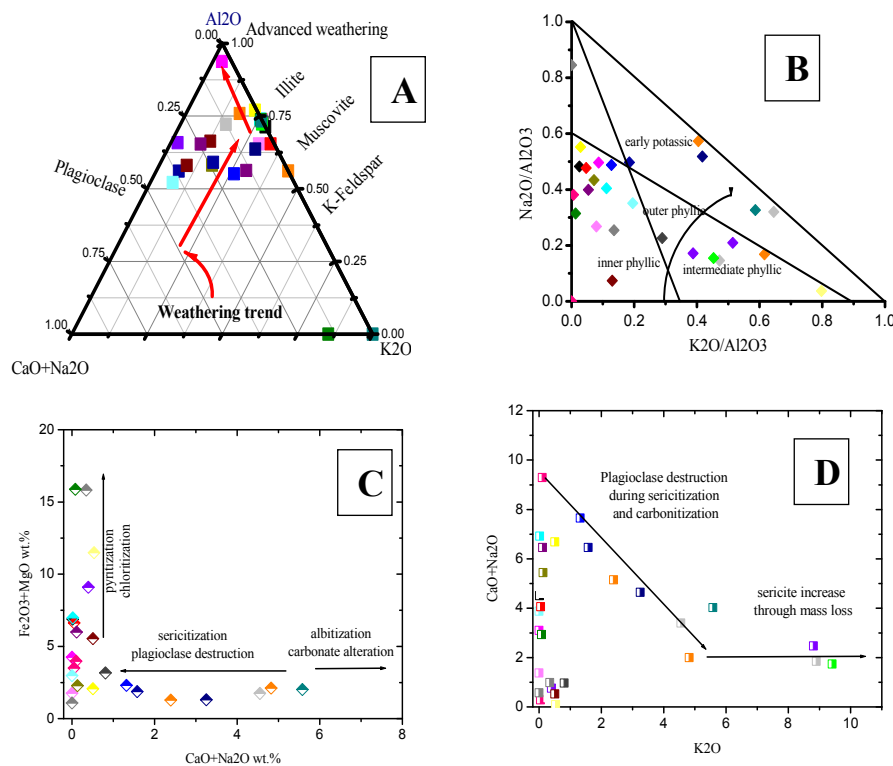
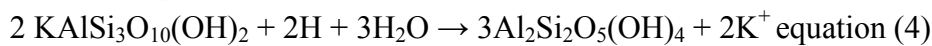


Fig. 3. A – (Na₂O + CaO)-Al₂O₃-K₂O triangular diagram, showing the alteration trend. B – Na₂O/Al₂O₃ and K₂O/Al₂O₃ molar diagram, showing the alteration facies. C – MgO + Fe₂O₃- CaO+Na₂O diagram showing the dominated hydrothermal alteration processes such as destruction of primary feldspar, sericitization, chloritization, and pyritization. D – CaO+Na₂O versus K₂O diagram illustrates the break-down of plagioclase during sericitization

Gold of microscopic to submicroscopic size is present in the vicinity of quartz veinlets in altered rock typically with clays, chlorite, K-feldspar and Fe-oxides and is sometimes attached to sulphide minerals. Most of the gold was introduced into the system in bisulphide complexes in vapor during the emplacement of quartz veinlets and precipitated due to reaction of fluid with K-feldspars (effective H^+ sink) and Fe-oxides (effective for de-sulphidation of the fluid) in the regime of fluid decompression (Heinrich, 2005). Several generations of gold with variable fineness point to multiphase introduction of gold into the system and significant role of its remobilization especially during penetration of fluids responsible for advanced argillic alteration.

References

1. Botros N.S. Metallogeny of gold in relation to the evolution of the Nubian Shield in Egypt // *Ore Geol. Rev.* – 2002a. – № 19. – pp. 137–164.
2. Hossam A. Helba, Khalil I. Khalil, Nagdi M. F. Abdou. Alteration Patterns Related to Hydrothermal Gold Mineralization in Meta-andesites at Dungash Area, Eastern Desert, Egypt // *Resource Geology.* – 2001. – Vol. 51. – № 1. – pp. 19–30.
3. Guilbert J.M., Park C.F.J. The geology of ore deposits. New York: Freeman, W.H. and company, 1999. – 985 p.
4. Bowman J.R., Parry W.T., Kropp W.P., Kruer S.A. Chemical and isotopic evolution of hydrothermal solutions at Bingham, Utah // *Economic Geology.* – 1987. – Vol. 82. – pp. 395–428.

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

ГЕОФИЗИКА И ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО

Бакиит Ф.Б.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Методологические и технологические достижения открывают перед прикладной наукой о Земле новые возможности. На первый план выходит экологическая геофизика, являющаяся альтернативой военной геофизике. Заявляет о себе энергетическая геофизика, обеспечивающая утилизацию возобновляемой энергии различных геофизических физических полей Земли. Возникает ситуация, известная как «смена парадигм». Новая парадигма прикладной геофизики состоит в приоритетном развитии способов и расширении областей применения эколого-геофизических исследований традиционными методами разведочной геофизики и «большой геофизики Земли».

Новая парадигма современной прикладной геофизики состоит не только в смене методологических подходов, но и в приоритетном развитии способов и расширении областей применения эколого-геофизических исследований. Возникает ситуация, которая известна как «смена парадигм». При этом под парадигмой подразумеваются «признанные всеми научные достижения, которые в течение определенного времени дают модель постановки проблем и их решений научному сообществу» [1]. Парадигма по Т. Куну – не только теория науки, но и ее модель, образ действия, способ решения исследовательских задач. В нашем случае это изменение целеполагания геофизики (ее основополагающая теория остается неизменной), влекущее за собой появление новых критериев оценки и информации, и получаемых результатов [2]. В известной степени изменяется и технология исследований, основанная на применении традиционных методов разведочной и общей геофизики.

Актуализируется экологическая геофизика (ЭГФ) – раздел прикладной геофизики (ПГФ), смыкающийся с экологией, основанный на изучении естественных и искусственных физических полей Земли как факторов окружающей среды. *Предметы ЭГФ* – геофизические поля, явления и процессы. *Объекты ЭГФ* – геопатогенные области, зоны, участки, в т. ч. локальные и региональные геофизические аномалии.

Особое положение занимает военная геофизика (ВГФ), интегрирующая все достижения ГФ. Парадоксально, что, используя арсенал РГФ и опираясь на знания большой ГФ, ЭГФ методологически подходит к решению своих проблем с тех же позиций, что и ВГФ, но с прямо противоположной целью. Общая методология определяется общностью источников энергии, формирующих геофизические системы Земли. Например, сейсмическая энергия Земли пригодна и для выработки электроэнергии, и для реализации задач так называемой геофизической войны.

Становится актуальной энергетическая геофизика, направленная на изучение и использование мощнейших литосферных источников энергии: теплового поля, сейсмогенного поля напряжений, а также низковольтного квазипостоянного электрического поля Земли. Энергетическая мощность последнего на некоторых участках оценивается в сотни мегаватт на кубокилометр земной коры [3]. Отметим,

что здесь речь идёт не столько об общеизвестных низкочастотных полях Земли, часто называемых теллурическими, генерируемых не литосферными, а атмосферными или даже космическими источниками. Начиная с 70-х годов 20-го века, появляется информация о таких полях, которые проявляются на дневной поверхности Земли в виде региональных аномалий естественного электрического поля, чаще всего линейных, протяженностью в десятки и сотни километров [4].

Такие аномалии наблюдаются во многих горных областях: на Алтае, в Саянах, в Кузнецком Алатау, на Енисейском кряже и в других областях. То есть повсюду, где мощность рыхлых отложений мала, там, где в близповерхностных условиях зоны окисления возникают и долго сохраняются условия для работы электрохимических процессов.

Энергетическая геофизика направлена не только на изучение, но и непосредственно на утилизацию практически неиссякаемых (естественно возобновляемых) источников энергии, мощность которых сегодня трудно даже переоценить. Энергия этих полей рассматривается как альтернативная невозобновляемой энергии органического топлива (углеводородного и другого).

Если возможности использования тепла вод термальных источников общеизвестны, и если об энергии сейсмических зон сегодня начинают задумываться многие ученые, то об энергии сравнительно слабых постоянных электрических полей Земли пока говорится немного. С этой точки зрения большой интерес представляет энергия, заключённая в электрически заряженных (поляризованных) графитизированных углеродистых пород (так называемых «черных сланцев»), очень распространённых в земной коре. Обычно эти породы несут более или менее обильную колчеданную минерализацию. Они широко распространены в верхней части земной коры. Именно они генерируют на дневной поверхности и под ней квазистационарные электрические поля напряженностью до 1,5 мВ, редко до 2,5–3,0 мВ.

С физической и с экологической точки зрения **«черные сланцы» представляют собой совершенно уникальный объект.** Они характеризуются повышенными электропроводностью, поляризуемостью и, иногда, естественной радиоактивностью. Совершенно специфичны особая намагниченность и очень большая анизотропия всех их свойств, кроме плотности. По параметру УС мало отличаются от вмещающих пород, хотя нередко она понижена. Эти особенности определяются присутствием электропроводящего углеродистого вещества, сульфидов (пирит, пирротин, редко другие) и сланцеватой структурой пород. Энергетическая мощность генерируемых ими слабых электрических полей была нами оценена в десятки или в сотни мегаватт на кубический километр. Возможно, здесь приложима идея слабо-точного и низковольтного теплового насоса.

Но, строго говоря, экологичность использования такой энергии и таких источников, связанных с большими массо- и энергопереносами в процессе освоения человеком геологического пространства Земли, не совсем ясна. Если экологическое последствие перемещений и накоплений больших объемов энергоносителей (уголь, нефть, газ, вода в водохранилищах ГЭС) хоть как-то можно оценить, то передача электроэнергии в качестве глобального геоэкологического фактора (возможно, патогенного?) еще почти не рассматривается. Этот серьезный вопрос тоже входит в сферу интересов ЭГФ.

Арсенал ЭГФ может быть с успехом применен при решении как фундаментальных научных проблем (экологическое влияние миграции полюсов и материков, палеоклиматология и др.), так и ряда прикладных вопросов инженерной геологии и

сейсмогеологии (прогноз и, возможно, предупреждение землетрясений и др.). Немаловажно, что при изучении этих вопросов оказывается, что многие процессы и явления описываются параметрами, находящимися на стыке разных областей геофизики и прочих наук. Например, проблемы прогноза землетрясений, горных ударов в шахтах, «метановых» и «водородных» взрывов сегодня некоторыми исследователями рассматриваются в единой сложной энергетической системе лунно-земных связей, сейсмических и электромагнитных полей земной коры и др.

Технология и методология разведочной геофизики могут быть использованы в совершенно неожиданных областях. В частности, пространственная каппаметрия (магнитная топография) приложима к археологии (картирование курганов и древних стоянок), к мирмекологии (изучение муравейников), к медицине (опознавание сердечно-сосудистых заболеваний), к почвоведению (ландшафтное и агрохимическое районирование) и др. Новые области применения ЭГФ – палеоэкология, наука о взаимосвязи организмов прошлого с окружающей средой и между собой, а также палеоклиматология, палеокультурология.

Наконец, очень перспективным и неожиданным представляется привлечение геофизики, геологии и геодезии к солнечной энергетике через мирмекологию (науку о муравьях). Установлено, что эти перепончатокрылые насекомые (муравьи и термиты) экологически опираются на геолого-геофизическую информацию, извлекаемую ими из окружающей среды. Это помогает им наиболее рационально утилизировать энергию и земной коры, и Солнца [5].

Смена парадигмы прикладной геофизики в разной степени касается и других наук геологического направления – тех, которые в той или иной степени соприкасаются с экологическими (включая энергетические) проблемами человечества. Привлекательность нового направления ЭГФ заключена в практической неограниченности громадных энергетических ресурсов планеты, имеющих геофизическую природу.

Литература

1. Кун Т. Структура научных революций. – М.: Прогресс. 1975, – 275 с.
2. Бакшт Ф. Б. Смена парадигмы прикладной геофизики // Матер. Региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Т. 2. – Томск: Гола-Пресс, 2000. – С. 465–466.
3. Бакшт Ф. Б., Жураковский Б.А. Петрофизика черных сланцев Енисейского кряжа // Геохимия, минералогия и литология черных сланцев. – Сыктывкар: Комифилиал АН СССР, 1987. – С. 27–28.
4. Гладков Н.А., Бакшт Ф.Б. Региональные естественные электрические поля и их поисковое значение // Геология и геофизика. – 1984. – № 2. – С. 114–119.
5. Kasimova R.G., Tishin D., Obnosov Yu.V., Dlussky G.M., Baksht F.B., Kasimov A.R. Ant mound as an optimal shape in constructal design: Solar irradiation and circadian brood/fungi-warming sorties // Journal of Theoretical Biology. – 355 (2014). – pp. 21–32.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ОПАСНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПО ДАННЫМ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ СЪЕМКИ

Гриб Н.Н., Сясько А.А., Качаев А.В., Гриб Г.В.

Технический институт (ф) СВФУ, Нерюнгри

Приведены результаты тепловизионного обследования взлетно-посадочной полосы (ВПП) аэропорта Тикси, которые позволили выявить чрезвычайно опасные явления – определяющее влияние температурного режима грунтов основания сооружения на безопасность функционирования ВПП. Отмечено комплексное воздействие различных факторов на состояние мерзлых, существенно льдинистых пород. Выделено два наиболее опасных фактора.

С целью локализации и уточнения генезиса неблагоприятных инженерно-геологических процессов, протекающих на объекте «Взлетно-посадочная полоса аэропорта Тикси» была выполнена тепловизионная съемка. Тепловизионное обследование проведено тепловизором «Тесто-890». Благодаря высокому температурному разрешению ($<40^\circ$ мК) получены изображения, на которых отчетливо видны даже самые незначительные перепады температур.

Особенности тепловизионной съемки. При производстве тепловизионного обследования необходимо было учесть ряд особенностей. *Первая особенность* – высокая разрешающая способность аппаратуры. Матрица тепловизора имеет размер 640×480 физических пикселей. Это значит, что на полученном снимке мы имеем информацию в виде матрицы температур размером 640×480 . Исходная информация представлена в виде снимков в видимом (рис. 1, а) и инфракрасном диапазонах (рис. 1, б).

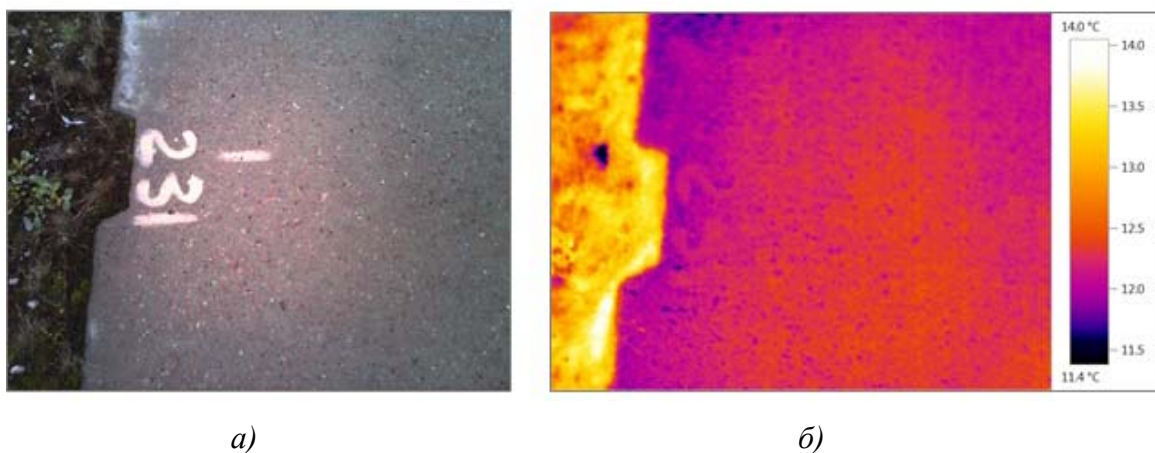


Рис. 1. Тепловизионная съемка на пикете 231 – фотография (а) и инфракрасное изображение (б)

При обработке выполняется экспорт тепловизионного снимка в формат MS Excel в виде таблицы 640 столбцов на 480 строк. Для привязки полученного массива к координатам изучаемой взлетно-посадочной полосы (ВПП) была написана программа пересчета матрицы в таблицу с полями X , Y , T , где X – координата в метрах от профиля 0 к профилю 3, Y – координата в метрах от начала полосы, T – температура в точке.

По результатам пересчета строился план изотерм для каждого снимка. Преимущества планов изотерм по сравнению с простыми снимками демонстрирует рис. 2. На этом рисунке приведен план изотерм для снимка на пикете 231 с сечением изолиний 0,2 градуса (рис. 2, а) и 0,05 градуса (рис. 2, б). Хорошо видно, что возможность варьировать шагом изотерм позволяет отслеживать тонкие особенности изменения температур. Хорошо видно, что сгущение сечения изотерм позволяет зафиксировать подробную тепловую картину.

По результатам исследований построены планы изотерм для проблемных участков и план изотерм для всей полосы по результатам наблюдений по профилю 3 (рис. 3).

Вторая особенность, которую следовало учесть – изменение температуры в процессе съемки. Один цикл наблюдений занимал примерно четыре часа, в течение которых происходили неизбежные изменения температуры окружающей среды, влияющие на результаты измерений. Для нивелировки изменения температур в начале и в конце цикла измерений производились замеры на контрольной точке и зафиксированное на ней изменение температуры распределялось по всем замерам.

На рисунке 3 приведён фрагмент сводных разрезов по профилю 3. На плане изотерм в районе пикета 154 отмечается локальное повышение температуры, которое соответствует интервалам растепления, выделяемым по данным электрического зондирования.

Заключительный этап анализа данных. На этом этапе произведено совместное рассмотрение данных с геофизическими методами и результатами тепловизионной съёмки. Анализ произведён по интервально, начиная с пикета 0 ВПП.

По результатам комплексного анализа данных выделено несколько опасных интервалов. *Интервал 0–600 метров.* По данным электроразведки характеризуется сплошным распространением относительно растепленных пород. Следует учесть, что в данном контексте термин «растепленные» не означает породы с положительной температурой. Скорее, это означает интервал разреза с меньшими, чем средний показатель, электрическими сопротивлениями пород. На рассматриваемом интервале промежуток полосы с 0 по 400 метров характеризуется практически повсеместным распространением пород с относительно низким кажущимся сопротивлением. Данные георадиолокации свидетельствуют о наличии здесь местного переуглубления предполагаемой палеодолины.

Тепловизионная съемка выполнялась ранним утром и во второй половине дня. Рассматриваемый интервал характеризуется значительными перепадами температур, наблюдаемыми в течение дня. Из явно выделяемых аномалий следует выделить *интервал полосы 549–653 метра.* В этом интервале наблюдается локальное повышение температуры поверхности полосы. С учётом того, что сразу за этим интервалом отмечена деформация полосы, а сам интервал совпадает с локальной областью относительно растепленных пород, рассмотренный интервал следует отнести к потенциально опасным. Не исключено, что этот интервал находится в зоне влияния меандра протекающего на северо-западной оконечности полосы водотока.

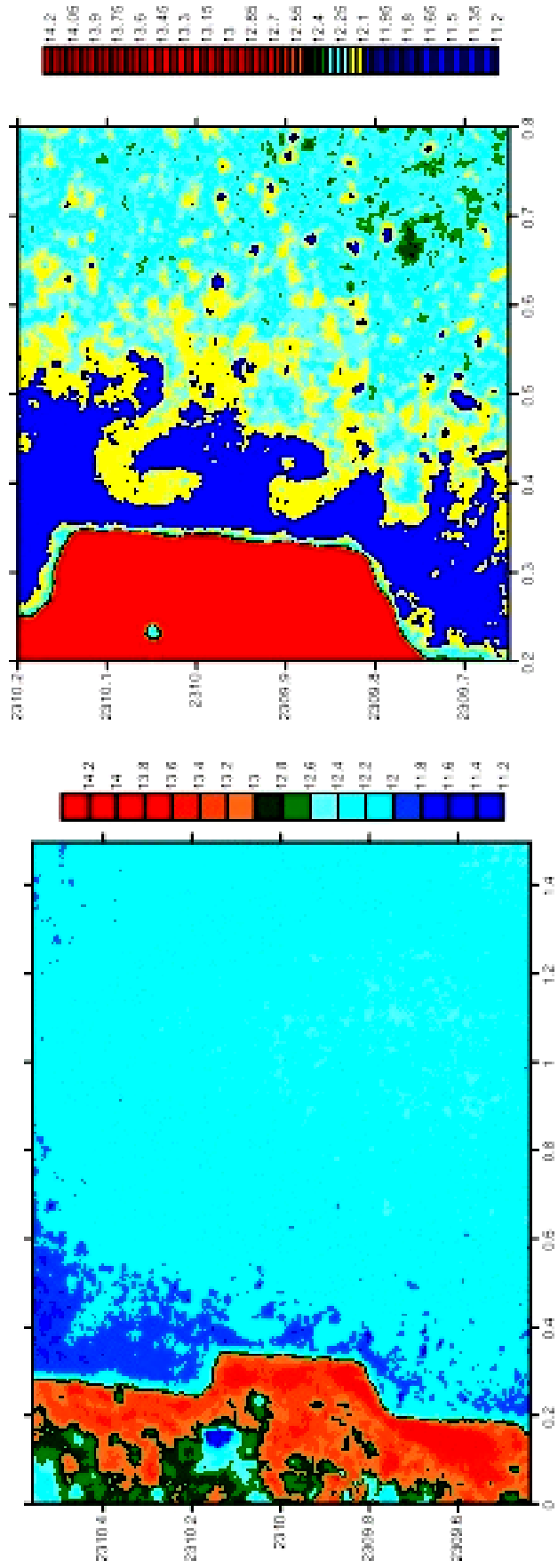


Рис. 2. Тепловизионная съемка на пикете 231 – планы изотерм: с сечением изотерм $0,2$ градуса (а) и $0,05$ градуса (б)

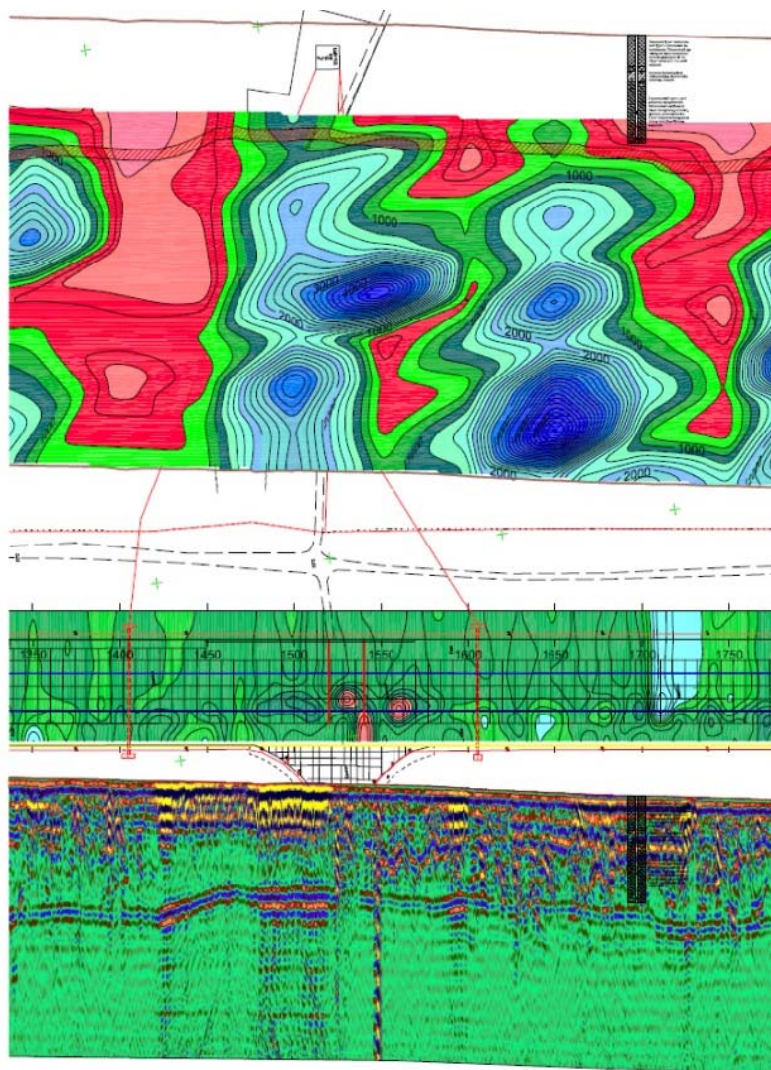


Рис. 3. Фрагмент геоэлектрического разреза, плана изотерм и данных георадиолокации по профилю 3

Заключение

Исследования выявили чрезвычайно опасные явления – определяющее влияние температурного режима грунтов основания сооружения на безопасность функционирования ВПП. Отмечено комплексное воздействие различных факторов на состояние мерзлых, существенно льдинистых пород. Выделено два наиболее опасных фактора.

1. Взлетно-посадочная полоса построена поперёк древней долины. Как следствие, в разрезе отмечено огромное количество погребённого льда. Помимо этого, по палеодолине зафиксированы функционирующие поверхностные водотоки, действие которых приводит к растеплению многолетнемёрзлых пород.

2. Техногенное воздействие весьма пагубно влияет на состояние многолетнемёрзлых пород. Не только водопропускные трубы, прокладка которых приводит к катастрофическим для мерзлоты последствиям, но и силовые кабели под полосой приводят к растеплению вмещающих пород и, как следствие, возникновению связанных с этим экзогенных процессов.

РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ ПОД СТРОИТЕЛЬСТВО ЖИЛЫХ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ В МИКРОРАЙОНЕ «ЗЕЛЕННЫЕ ГОРКИ» (г. ТОМСК)

Забродина Н.А., Соколов С.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

По результатам магнито-, электро- и сейсморазведки выделены разрывные нарушения в микрорайоне «Зелёные горки». Зона проектируемых жилых зданий интенсивно дислоцирована. Показаны здания, проектируемые над предполагаемыми и подтверждёнными дизъюнктивами. Указано, что геофизические исследования для уточнения тектонического строения участков на предпроектной стадии строительства практически не проводятся.

Введение

В последние 10-15 лет строительство зданий и сооружений в пределах города Томска осуществляется на участках, считавшихся ранее непригодными для строительства – берега рек, склоны оврагов и даже их тальвеги, а также химически загрязненные территории. Проектирование зданий на таких участках требует более детальных комплексных изысканий. По их результатам должно даваться заключение о возможности строительства с учетом выявленных особенностей геологического строения. На практике оказывается, что особенности геологического строения учитываются частично или вовсе не учитываются. При «посадке» зданий на план проектировщики руководствуются экономическими соображениями, а такие общеизвестные факты, как приуроченность русел рек, ручьёв и оврагов к разрывным нарушениям игнорируются.

Яркой иллюстрацией вышесказанного является строительство микрорайона «Зелёные горки» (МКР 13) на восточной окраине г. Томска, большая часть которого располагается на склоне и дне оврага.

В настоящей статье приводятся результаты геофизических работ в пределах МКР 13, входивших в комплексные инженерно-геологические изыскания. Целью геофизических работ было уточнение геолого-литологического разреза горного массива в пределах зоны взаимодействия сооружений и зданий с геологической средой. Основными задачами были определение глубины залегания и рельефа кровли скальных и малосжимаемых грунтов, зон распространения слабых грунтов и развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов, изучение тектонического строения площади и её микросейсмрайонирование.

Геологическое строение района работ

В геоморфологическом отношении исследуемая площадь приурочена к окраинной части эрозионного склона Томь-Яйского междуречья и расположена на территории крупного оврага северо-западного простирания, переходящего в субширотное. По тальвегу оврага протекает ручей с ответвлениями, в который осуществляется поверхностный сток талых, дождевых и канализационных вод. Пониженные участки заболочены.

Геологический разрез характеризуется двухъярусным строением. Верхний ярус сложен рыхлыми образованиями Mz-Kz со стратиграфическим несогласием перекрывающими палеозойский фундамент, представленный мел-палеогеновыми отложениями коры выветривания глинистых сланцев.

Рыхлая толща, сложенная преимущественно глинистыми породами, нивелирует собой неровности рельефа палеозойских пород. Мощность рыхлых отложений изменяется в пределах 20,8–29,3 метров.

В результате тектонической перестройки земной коры в среднечетвертичное время образовался Томский выступ и вся территория г. Томска была разбита на блоки, что способствовало формированию современной речной сети и оврагов в пределах Томь-Яйского водораздела. Большинство оврагов образовалось по осям тектонических нарушений высоких порядков, оперяющих тектонические разломы вдоль правого берега р. Томи (Щербак, 2003).

Среди разрывных нарушений чётко выделяется два структурных направления: северо-западное и более молодое северо-восточное. Реже прослеживаются нарушения субширотного и субмеридионального направления.

Методика работ

В пределах МКР 13 проводилась площадная магниторазведка, электроразведка по трём профилям – вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) методом сопротивлений, а также сейсморазведка КМПВ по отдельным профилям.

Магниторазведка выполнялась протонным магнитометром МИНИМАГ по сети 20×10 м, ВЭЗ выполнялись аппаратурой «Березка» и «АНЧ» с шагом от 20 до 40 м в зависимости от возможности заземления. Максимальная длина питающей линии составила 200 м. КМПВ выполнялся с помощью 24-канальной сейсмостанции «Лакколит». Длина сейсмокося 50м, шаг между каналами 2 м.

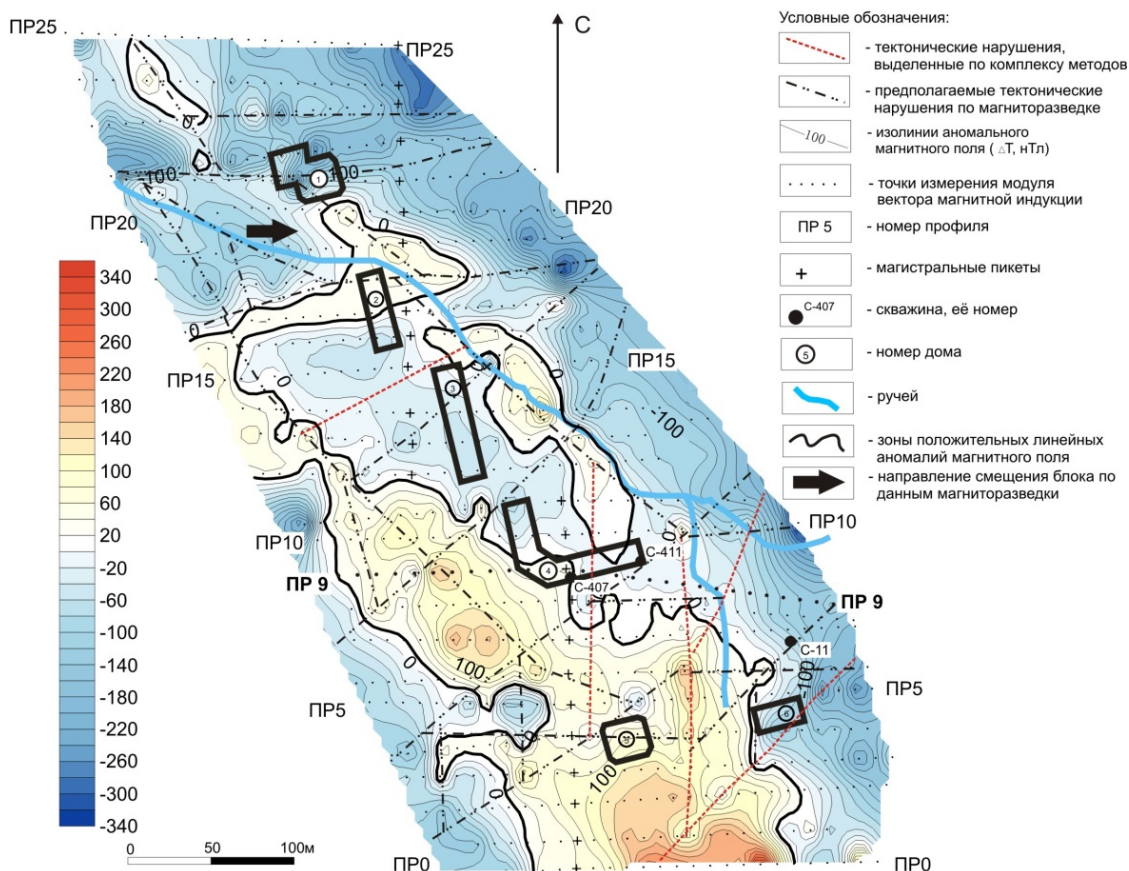
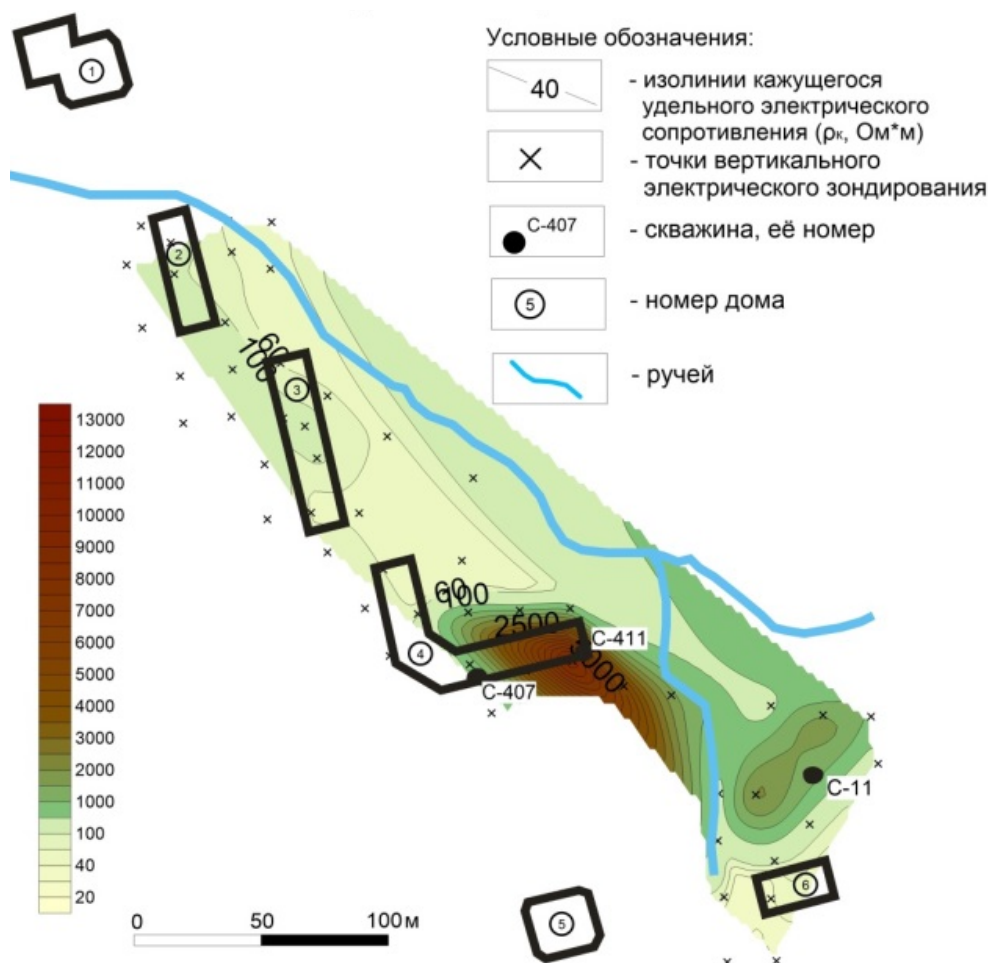


Рис. 1. План изодинам T в нТл, с результатами комплексной интерпретации

Результаты и обсуждение

Аномальное магнитное поле интенсивностью от -340 нТл на севере до $+350$ нТл на юге площади, имеет сложный дифференцированный характер (рис. 1). Ориентировка крупных аномалий магнитного поля преимущественно северо-западная. Более мелкие локальные возмущения создают весьма неоднородную, мозаичную структуру магнитного поля. Их цепочки и оси вытянуты в северо-восточном и в меньшей степени в широтном и меридиональном направлениях (рис. 1). Фиксируются также сдвиги по широте осей аномалий северо-западного простирания.

Известно, что разрывные нарушения северо-западного, широтного и субмеридионального простираний в большинстве случаев залечены изверженными породами (дайки диабазов), обладающими высокой, по сравнению с вмещающими терригенно-осадочными отложениями, магнитной восприимчивостью (χ).



Две полосовидные положительные аномалии магнитного поля (рис. 1), вероятнее всего, связаны с дайками основного состава. Вдоль одной из них (восточной) протекает ручей. Смещение в северной части участка осей полосовидных аномалий указывает на сдвиг блока горных пород (показан стрелкой) в широтном направлении, что свидетельствует о последующей внедрению даек тектонике. В зоне смещения русло ручья также изгибается вдоль вероятного нарушения, подтверждая его существование.

Серия разрывов в меридиональном направлении прослеживается в южной части площади работ по цепочечным положительным локальным аномалиям. Вдоль одной из них также протекает ручей и здесь же (профиль 9, рис. 1) по данным ВЭЗ на глубине от 30 м и более фиксируется УЭС до 13000 Ом·м (рис. 2, 3), аномальное для грунтов слагающих площадь работ.

Локальный характер аномалий УЭС дал основания полагать, что они связаны с зоной окварцевания, сформировавшейся за счёт циркуляции постмагматических флюидов, что подтвердилось при бурении скважины 411 (на глубине около 30 м были обнаружены обломки кварца).

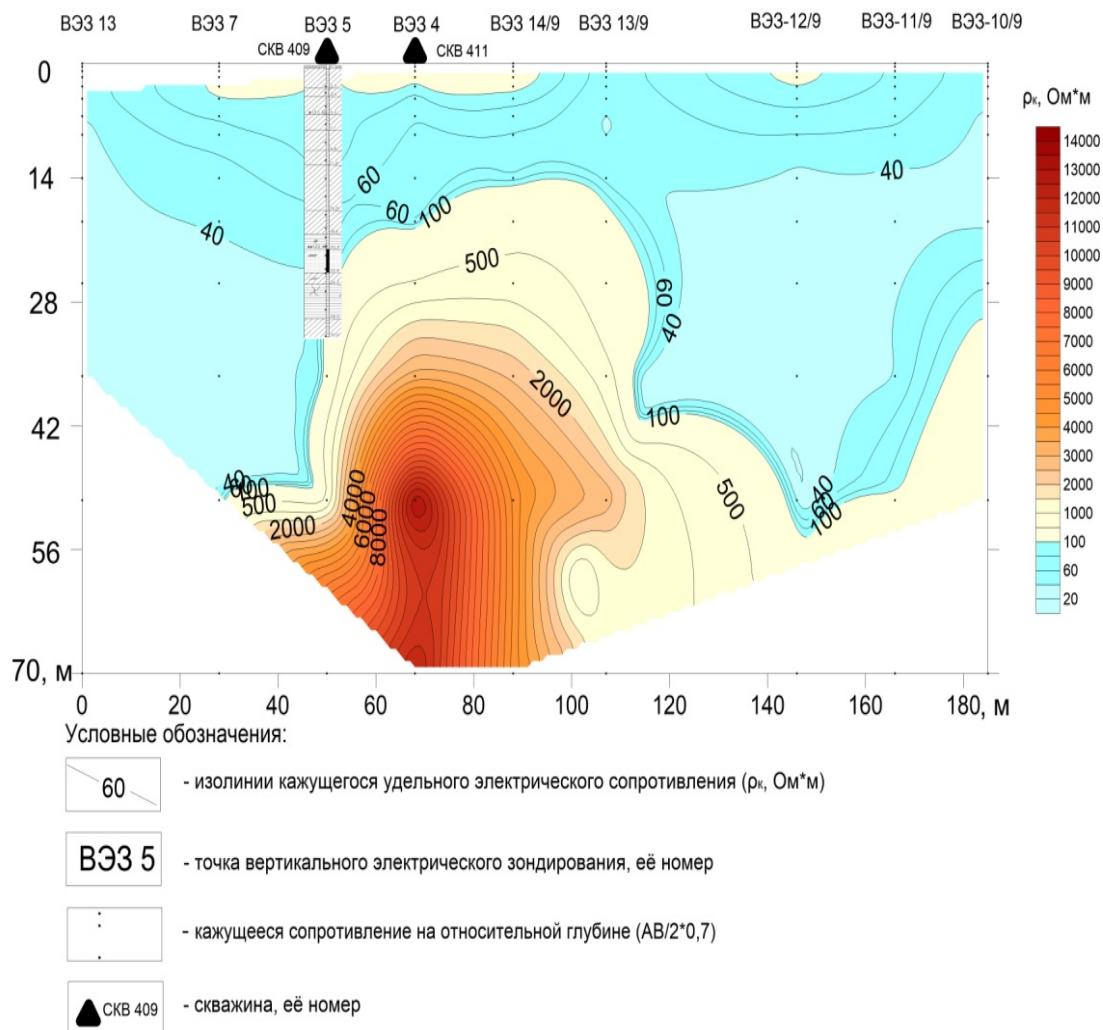


Рис. 3. Разрез изом по ПР 9

По данным метода КМПВ на скоростных разрезах выделяются блоки более плотных пород с повышенными скоростями распространения упругих колебаний и менее плотных пород с пониженными скоростями, соответствующие, вероятнее всего, тектоническим нарушениям (рис. 4).

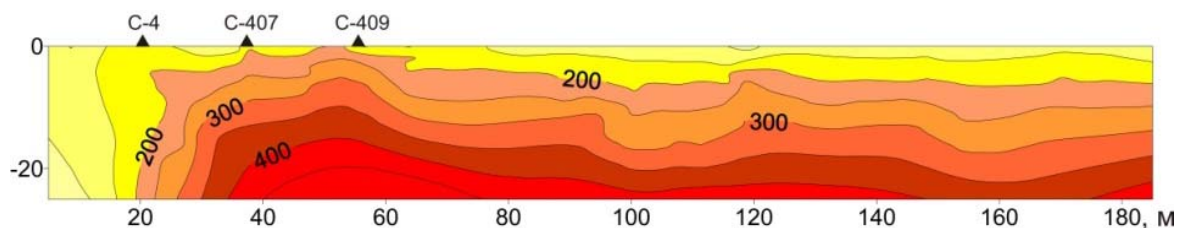


Рис. 4. Скоростной (V_s) разрез по профилю 9

Заключение

На исследованной площади основное тектоническое нарушение прослеживается в северо-западном направлении с переходом на субширотное (в районе дома № 2). Вдоль него сформировался овраг с ручьём в тальвеге. Нарушения северо-восточного направления наложились позднее, сформировав блоковое строение фундамента.

По результатам интерпретации, дома № 3 и № 4 запроектированы на более плотном и приподнятом блоке, ограниченном тектоническими нарушениями северо-западного направления. Северная граница блока проходит через дом № 2, а граница на юге проходит между домом № 4 и № 5. Внутри блок дислоцирован нарушениями северо-восточного простирания. Одно из них пересекает площадку дома № 3 (рис. 1). В пределах блока проявлен меридиональный дизъюнктив, подтверждённый комплексом методов. Он пересекает восточную часть площадки дома № 4.

Нарушение, проходящее в районе дома № 6, подтвердилось данными бурения. Кровля коры выветривания фундамента к северу от нарушения опущена на 4 м по сравнению с кровлей коры выветривания к югу от дизъюнктива. На площадке дома № 6 также были выявлены разуплотненные грунты четвертичного возраста, которые сформировались над разрывной зоной.

Блоковое строение будет оказывать отрицательное влияние на устойчивость проектируемых жилых зданий.

По результатам геолого-геофизических исследований была незначительно изменена посадка домов № 4 и № 6. Тема потенциальной опасности возведения жилых зданий в зоне интенсивной разломной тектоники для строителей закрыта. Дома строят.

Площадные геофизические исследования для целей тектонического картирования практически никогда не выполняются. Описанные выше работы – это редкое исключение из правила, не смотря на то, что они должны выполняться на участках под строительство согласно СП-14.13330.2014 и СНиП 22-01-95. Этот вопрос требует внимания в профессиональной среде и в обществе.

КАРТИРОВАНИЕ ТАЛИКОВЫХ ЗОН С ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ АППАРАТУРОЙ ЭММ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

¹Иголкин В.И., ²Жиндаев В.Н.

¹Сибирский федеральный университет, Красноярск

²ОАО «Карамкенская геолого-геофизическая экспедиция», Магадан

Приведены примеры применения портативной высокочастотной аппаратуры переменного тока КАС-ЭММ при выявлении и картировании таликовых зон на объектах строительства и горнодобывающей промышленности в условиях Крайнего Севера.

Введение

Высокочастотная аппаратура электромагнитных методов ЭММ Сибирского федерального университета [1, 2] по своим техническим характеристикам, включающим бесконтактный способ задания и приёма поля, соответствует климатическим условиям Крайнего Севера. Метод дипольного электромагнитного профилирования (ДЭМП), являющийся аналогом метода симметричного электрического профилирования (СЭП), применяется для оперативного картирования массивов горных пород, различающихся по их сопротивлению.

Картирование хвостохранилища Мирнинского ГОКа (Республика Саха-Якутия)

Полевые работы этого направления поведены силами ОАО «Карамкенская Геолого-Геофизическая Экспедиция» в 2014 году в период с 1 июня по 1 августа на хвостохранилище Мирнинского ГОКа (Республика Саха (Якутия)).

Методом ДЭМП решались картировочные задачи: выделение таликовых зон, картирование границы коренных пород и техногенных отложений в бортовых частях хвостохранилища, картирование зон многолетнемерзлых пород. Разнос между передающим и приёмным диполями составил 40 метров. На рис.1 приведен пример применения метода ДЭМП (аппаратура КАС-ЭММ, частота 40 кГц) в сравнении с методом СЭП с разномом между питающими электродами АВ = 80 метров).

Низкими значениями сопротивления обоими методами под тонким слоем оттайки чётко выделяется таликовая зона в контакте льдистых техногенных отложений с коренными породами.

Картирование на проектной площадке под строительство оградительных дамб на участке Среднекан Магаданской области

Ниже представлены результаты работ методом ДЭМП на проектной площадке под строительство оградительных дамб на участке Среднекан Магаданской области.

Целью работ являлось выделение и картирование подруслового талика в долинах ручьев. Работы проводились с аппаратурой КАС-ЭММ на частоте 281 кГц, разнос 20–40 м. На рис. 2 приведен график $\rho_{эф}$ метода ДЭМП над разрезом, составленным по данным вертикальных электрических зондирований. График $\rho_{эф}$ представлен в логарифмическом масштабе с модулем 2 относительно уровня $\rho_{эф} = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Низкими значениями $\rho_{эф}$ отмечается таликовая зона в районе ручья. Последующими работами методом ДЭМП поставленная задача была успешно решена.

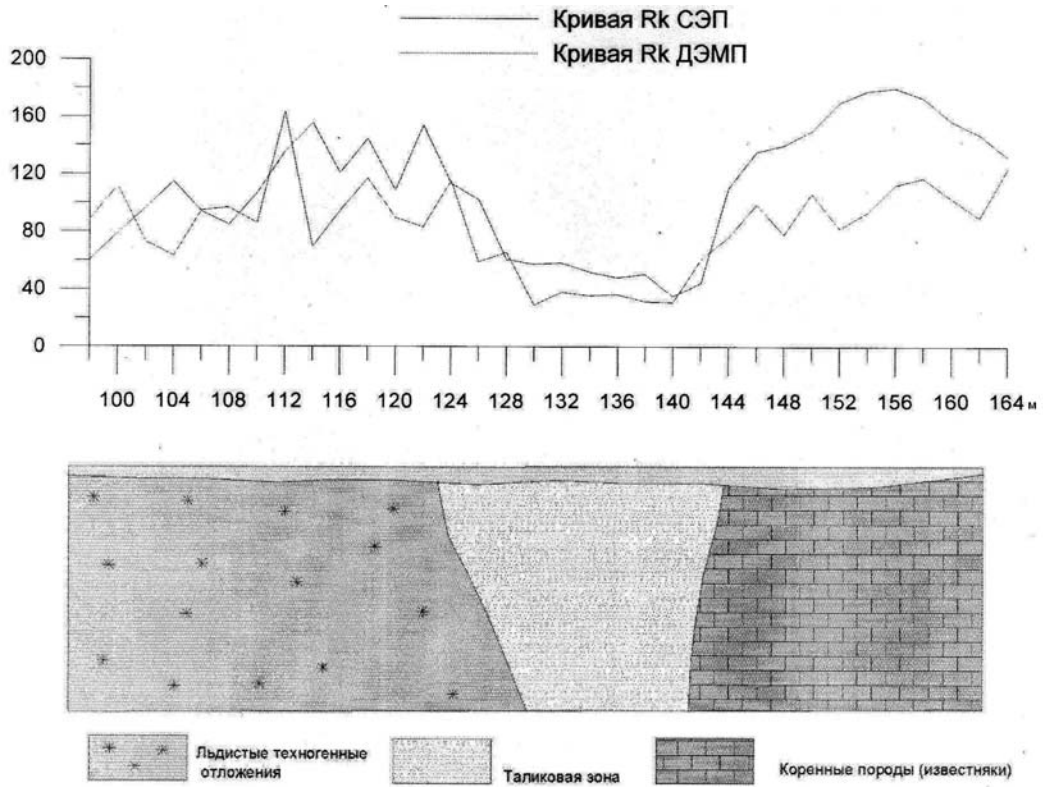


Рис. 1. Графики профилирования ДЭМП и СЭП над проводящей таликовой зоной на хвостохранилище Мирнинского ГОКа

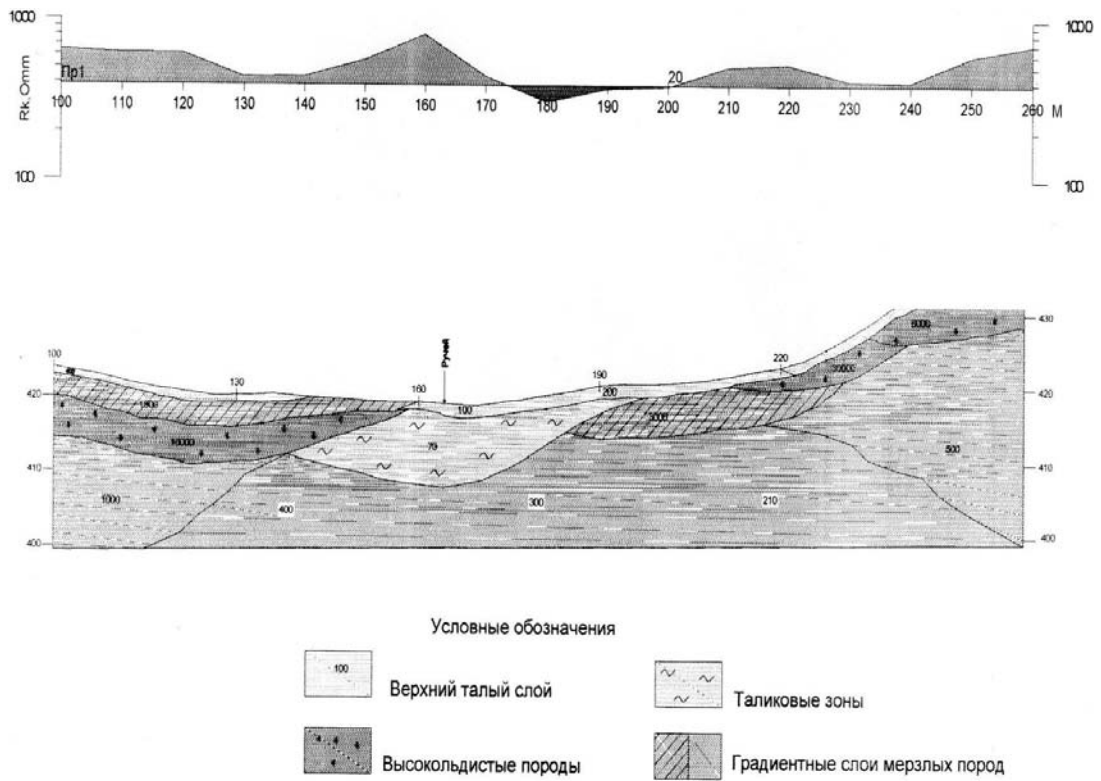


Рис. 2. График сопротивления съемки ДЭМП (вверху) над разрезом, составленным по данным ВЭЗ (внизу)

Заключение

Приведенные примеры свидетельствуют о возможности и достоверности решения задачи выявления и оконтуривания таликов в толще мёрзлых пород методом ДЭМП, а технические характеристики высокочастотной аппаратуры ЭММ – о целесообразности её применения в условиях Крайнего Севера.

Литература

1. Иголкин В.И., Лебедев В.Ф., Хохлов М.Ф., Тронин О.А., Алешечкин А.М. Аппаратура индуктивных методов переменного гармонического тока для рудной и инженерной геологии // Труды Международной конференции «Современные проблемы геологии и разведки полезных ископаемых». – Томск: Изд-во ТПУ, 2010.
2. Иголкин В.И., Лебедев В.Ф., Хохлов М.Ф., Макеев С.М., Ивкин С.В., Тойб Р.Е., Самков А.В. Геологическая эффективность аппаратуры электромагнитных методов (ЭММ) в рудной и инженерной геологии // Геофизические методы при разведке недр / под ред. Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С. 102–105.

НЕУРЕГУЛИРОВАННЫЕ ВОПРОСЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕЙСМИЧНОСТИ ПЛОЩАДОК ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕЙСМИЧЕСКОГО МИКРОРАЙОНИРОВАНИЯ

Линд Э.Н., Герман В.И.

ГПКК «КНИИГиМС», Красноярск

Обсуждаются прикладные вопросы определения сейсмичности площадок строительства на основе действующих нормативных документов. Показаны проблемы в их применении, предложены возможные подходы к корректировке сложившейся ситуации.

Введение

При проведении экспертизы результатов сейсмического микрорайонирования (СМР) площадок строительства исполнители работ часто сталкиваются с разночтениями в трактовке нормативных документов по определению сейсмичности площадок строительства. В результате складывается ситуация, когда отсутствуют единые стандарты в проведении работ. Она дополнительно усугубляется большим числом организаций, имеющих допуск СРО к выполнению СМР, но не имеющих необходимого опыта. Решением возникающих проблем может быть корректировка существующих норм либо выдача официальных разъяснений относительно спорных вопросов соответствующими органами государственной власти (Минстрой России).

Спорные вопросы при выполнении СМР

На основе опыта работ ГПКК «КНИИГиМС» по выполнению СМР в различных регионах России, на наш взгляд, основными спорными вопросами при определении сейсмичности площадок в настоящее время являются:

- должна ли сейсмичность площадок определяться с точностью до целого балла или с точностью до десятых долей балла;
- каким образом должны учитываться при определении сейсмичности площадок значения приращений балльности, полученные разными методами;
- следует ли использовать дробные значения баллов при задании исходной (фоновой) сейсмичности площадки;
- каким образом следует выбирать эталонный грунт, относительно которого считаются приращения сейсмичности;
- следует ли учитывать тип и глубину заложения фундаментов при проведении СМР;
- следует ли учитывать уровень грунтовых вод при определении приращений по методу сейсмических жесткостей.

Нормативной базой для проведения работ по сейсмическому микрорайонированию в настоящее время является РСН 60-86, РСН 65-87, СНиП II-7-81*, СП 14.13330.2014 (см. список литературы).

Задание сейсмичности площадок в целых либо дробных баллах

Проблема определения сейсмичности площадок в целых либо дробных баллах связана с тем, что в нормативных документах по проведению сейсмического микрорайонирования не содержится четких формулировок требований по определению сейсмичности площадок строительства с точностью до целого балла шкалы MSK-64.

В этих условиях эксперты ФАУ «Главгосэкспертиза России» часто требуют выделения на картах сейсмического микрорайонирования площадок участков с дробными значениями сейсмичности, ссылаясь на прецеденты выполнения такого вида работ некоторыми организациями. Подобные требования представляются необоснованными и некорректными.

В пользу целочисленного определения сейсмичности площадок говорит п. 3.43 СП 14.13330.2014 «Строительство в сейсмических районах», в котором прямо указано, что «Сейсмичность устанавливается в соответствии с картами сейсмического районирования и сейсмомикрорайонирования площадки строительства и измеряют в баллах по шкале MSK-64», в которой нет дробных значений. Шкала MSK-64 является описательной (не инструментальной) и в ней определены эффекты сейсмических воздействий только для целых баллов. В этой связи дробные значения сейсмической интенсивности лишены смысла. Такое понимание также подтверждается практикой составления карт по сейсмическому микрорайонированию крупных городов, расположенных в сейсмоопасных районах, выполненных в советское время ведущими организациями и специалистами в целых баллах шкалы MSK-64. Кроме того, об отсутствии необходимости дробных баллов на картах сейсмического микрорайонирования говорится в п. 6.1.1 СП 14.13330.2014: «Если в результате геологических изысканий при сейсмическом микрорайонировании получены дробные значения сейсмической интенсивности, расчетные значения сейсмической балльности следует принимать путем математического округления до целого значения».

Дополнительно следует отметить, что выделение дробных баллов противоречит принципам проведения работ, установленным в РСН 60-86 и РСН 65-87. В них указано, что сейсмические приращения должны определяться для основных типов грунтовых комплексов на основе различных методов (регистрации землетрясений и взрывов, сейсмических жесткостей, регистрации микросейсм), каждый из которых дает свое значение приращения. При этом значения приращений, полученных разными методами, могут не совпадать. Согласно п. 1.3 РСН 65-87 их расхождения для каждой таксонометрической единицы не должны превышать 0,5 балла, что согласно п. 6.18 РСН 60-86 должно позволять «на основе карты инженерно-геологических условий» построить карту сейсмического районирования «с выделением микрорайонов сейсмичностью 6, 7, 8, 9 и более 9 баллов». Таким образом, при выполнении СМР точность в 0,1 балла не требуется, более того, в большинстве случаев она фактически является недостижимой.

Использование значений приращений сейсмичности, полученных разными методами

Другой проблемой в определении сейсмичности площадок является учет в сейсмичности площадок значений приращений, полученных разными методами. К сожалению, в настоящее время подавляющая часть работ в районах с исходной сейсмичностью 7 баллов и выше проводится без работ по методу сейсмологической регистрации землетрясений и взрывов, который установлен РСН 60-86 для таких участков в качестве основного (см. таблицу 2 РСН 60-86). Важными преимуществами определения приращений сейсмичности по методу регистрации землетрясений и взрывов является то, что получаемые значения автоматически учитывают все факторы условий площадки, в том числе и такие сложно учитываемые, как резонансные явления и влияние рельефа. Кроме того, анализ записей сейсмособытий позволяет

оценивать приращения балльности на разных частотах, что особенно важно для проектирования зданий. Вместе с тем, зачастую эта информация игнорируется; в угоду весьма сомнительной точности ориентируются на приращения, полученные по методу сейсмических жесткостей, который является по сути косвенным и не учитывающим многие особенности площадок (такую позицию часто поощряют эксперты, слабо знакомые с геофизическими методами). Переломить эту ситуацию можно, видимо, только на государственном уровне, выпустив в усиление к РСН 60-86 дополнительные указания о необходимости проведения работ по регистрации сейсмособытий и использовании их результатов в качестве базовых при составлении карт СМР.

Точность задания значений исходной сейсмичности

Важным вопросом при определении сейсмичности площадки является также задание исходной сейсмичности площадки. В соответствии с п. 1.3 СНиП II-7-81* и п. 4.3 его актуализации СП 14.13330.2014 она задается согласно карт ОСР-97, где сейсмичность выражена в целых баллах, либо по результатам уточнения карт ОСР-97. Использование значений исходной сейсмичности по ОСР-97, полученных путем округления до целых баллов расчетных значений, может привести к уменьшению/увеличению реальной сейсмичности площадки до 0,4 балла. Эта величина зачастую превышает приращения, определяемые грунтовыми условиями площадки, получаемые в ходе выполнения СМР. О данной проблеме говорится, в частности, в статьях главного редактора карт ОСР-97 В.И. Уломова. В последние годы появились актуализация карт ОСР-97, где сейсмичность задается с шагом в 0,1 балл, но, к сожалению, она не получила официального статуса и ее использование для нормативного выполнения СМР является проблематичным. Более того, в проекте карт ОСР-2014 сейсмичность вновь задается в виде целых баллов, что свидетельствует о сохранении данной проблемы и в будущем. В этой связи следует предложить построение новых карт общего сейсмического районирования с шагом в 0,1 балла.

Задание параметров эталонного грунта

При применении метода сейсмических жесткостей чрезвычайно важным моментом является выбор эталонных грунтов, к которым условно относится значение исходной сейсмичности. Обоснованный выбор эталонных грунтов может быть сделан только на основе изучения макросейсмических проявлений землетрясений, что практически никогда не делается и в большинстве случаев не реализуемо из-за отсутствия необходимых данных. В п. 5 РСН 60-86 указаны примерные параметры грунтов, которые следует выбирать в качестве эталонных, но, даже выбирая значения скоростей распространения волн и плотности из указанных интервалов, можно изменить значения приращений сейсмичности до 0,29 балла. Попыткой стандартизации выбора эталонного грунта можно считать предложение Г.С. Шестоперова, сделанное в МДС 22-1.2004, по использованию грунта с сейсмической жесткостью по поперечным волнам, равной $655 \text{ т/м}^2 \text{ с}$ в качестве эталонного. Это предложение отражено в справочном приложении Г.3 СП 14.13330.2014. Отметим, что указанная величина сейсмической жесткости несколько превосходит значения, полученные по параметрам, рекомендованным в п. 5 РСН 60-86. Таким образом, наблюдается противоречие между СП 14.13330.2014, МДС 22-1.2004 и РСН 60-86. Вместе с тем считаем, что подобный унифицированный подход в условиях отсутствия работ по изучению макросейсмического эффекта от произошедших ранее землетрясений и отка-

за от регистрации сейсмособытий является наиболее предпочтительным, поскольку исключает необоснованный произвол в определении приращений сейсмичности по методу сейсмических жесткостей.

Добавим также, что в МДС 22-1.2004 в отличие от РСН 65-87 предлагается отказаться от приращения сейсмичности за счет обводненности грунтов, а также возвратиться к расчету приращений по значениям сейсмических жесткостей слоев грунта (с отличием от расчетов по средневзвешенным скоростям и плотностям), предложенному С.В. Медведевым – основоположником инженерной сейсмологии в нашей стране. Указанные предложения нашли свое отражение в справочном приложении Г.3 СП 14.13330.2014.

Учет типа и глубины заложения фундамента

На наш взгляд, ошибочным является фактическое игнорирование в п. 3.12 РСН 60-86 типа и глубины заложения фундаментов. В результате, выполняя СМР для планировочной отметки, зачастую приходится учитывать при определении сейсмичности площадки грунты, которые будут контактировать только со стенами подвалов зданий. Некоторые положения по возможности учета конструкций фундаментов транспортных сооружений содержатся в приложении Г.3 СП 14.13330.2014. Считаем, что аналогичные рекомендации по учету особенностей фундаментов должны быть включены в нормативы по выполнению СМР.

Заключение

Подводя итог рассмотрения приведенных дискуссионных вопросов, следует отметить, что в настоящее время назрела необходимость корректировки нормативных документов по выполнению сейсмического микрорайонирования, а также усиления контроля за соблюдением уже установленных требований к выполнению данного вида работ. Реализация перечисленных выше предложений позволит обеспечить наиболее объективную оценку уровня сейсмичности площадок строительства, что чрезвычайно важно для обеспечения безопасности населения.

Литература

1. Методические рекомендации по сейсмическому микрорайонированию участков строительства транспортных сооружений МДС 22-1.2004/МИИТ. – М.: ФГУП ЦПП, 2004. – 48 с.
2. РСН 60-86. Инженерные изыскания для строительства, Сейсмическое микрорайонирование. Нормы производства работ. Госстрой РСФСР. – М.: МосЦТИСИЗ Госстроя РСФСР, 1986. – 32 с.
3. РСН 65-87. Инженерные изыскания для строительства, Сейсмическое микрорайонирование. Технические требования по производству работ. Госстрой РСФСР. – М.: МосЦТИСИЗ Госстроя РСФСР, 1987. – 26 с.
4. СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах. Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2007. – 44 с.
5. СП 14.13330.2014. Строительство в сейсмических районах (СНиП II-7-81*). Минстрой России. – М.: ООО «Аналитик», 2014. – 126 с.

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУРЬЕ И ВЕЙВЛЕТ АНАЛИЗОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ГИДРОГЕОДИНАМИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Лукин А.А.

Томский политехнический университет

Исследовано воздействие работы эксплуатационных скважин на колебание напоров в наблюдательных скважинах и выделение частотных составляющих техногенного и природного колебаний в спектре. Показаны возможность использования Фурье-анализа и вейвлет-преобразования, а так же сравнительный анализ для оценки гидрогеодинамического влияния режима работы эксплуатационных скважин.

Постановка задачи

В настоящее время основным методом оценки гидрогеодинамического влияния скважин является численное гидродинамическое моделирование на персональных компьютерах с использованием специализированных программных комплексов [1]. Отметим сложности и недостатки при использовании моделирования. Это трудоемкость в создании гидрогеодинамических моделей, учитывающих всю сложность геологического разреза и других условий; не изучено влияние неравномерно прерывистой работы скважин на колебательный режим напоров, соответственно не разработаны критерии амплитудного воздействия и методика вычленения техногенных составляющих в общей системе всех природных факторов, влияющих на гидрогеодинамический режим подземных вод.

В статье предложены новый подход, основанный на использовании Фурье-анализа в амплитудно-частотном варианте и дискретного вейвлет-преобразования для разделения и выделения частотных составляющих технологической работы эксплуатационных скважин и природных колебаний.

Объектом изучения является полигон захоронения промышленных отходов Сибирского химического комбината (СХК), расположенный на правом берегу р. Томь, в 30-40 км южнее от места ее впадения в р. Обь. Выбор объекта связан как чисто с практической точки – полигон имеет значительное количество контрольных и наблюдательных скважин, так и с актуальностью региональной экологической проблемы – оценка условий взаимодействия полигона захоронения жидких промышленных отходов СХК и Томского водозабора подземных вод.

Методика расчетов

Фурье-анализ. Как известно [2], любой сигнал можно представить совокупностью гармонических составляющих (гармоник) – в виде ряда Фурье. Для точного представления сигнала требуется бесконечное число гармоник. Совокупность этих гармоник называется спектром.

Разложение наблюдаемого сигнала или поля на различные частотные составляющие, что и представляет сущность спектрального анализа, уже само по себе дает много информации о структуре сигнала или поля. Важно подчеркнуть применимость спектрального анализа для описания свойств геофизических сигналов и полей, заданных как детерминированными, так и случайными функциями.

Исходным сигналом были материалы замеров гидростатических уровней в наблюдательных и контрольных скважинах, вскрывающих II технологический гори-

зонт. В нашем случае наблюдения дискретны, и частота их составляет один замер в месяц. Для расчета спектра чистого технологического режима работы полигона исходным материалом являлась модельная кривая скважины Н-18. Так как модельные значения напоров были более частыми и неравномерными по времени, то они проводились в один вид с временными значениями наблюдательных скважин.

Каждый спектр состоит из двух частей: действительной – A и мнимой – B . Рассчитать эти части спектра сигнала можно по формулам [4]:

$$A = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F_i \cos\left(\frac{2\pi ni}{N}\right), \quad B = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F_i \sin\left(\frac{2\pi ni}{N}\right).$$

В этих выражениях F_i – значение функции в i -й точке; n – номер гармоники, изменяющийся от 1 до $N/2$, N – общее количество значений функции.

После получения значений действительной и мнимой частей можно рассчитать непосредственно амплитудно-частотные спектры сигнала:

$$S = \sqrt{A^2 + B^2}.$$

Дискретное вейвлет-преобразование. Основой при построении вейвлетных разложений, связанных с равномерной сеткой, является кратно-масштабное уравнение [3]:

$$\varphi(t) = \sqrt{2} \sum_k n_k \varphi(2t - k).$$

Основной прием решения уравнения – применение преобразования Фурье к тождеству; это приводит к представлению образа Фурье функции φ в виде бесконечного произведения, откуда можно извлечь ее значения в двоичных точках вещественной оси, то есть в точках, являющихся обыкновенными дробями со знаменателем 2^s , где s – целое число. Таким образом, для нахождения значений коэффициентов вейвлет-фильтра длиной 4, мы должны решить систему из 4 алгебраических уравнений ($c_k = h_k$):

$$\begin{cases} c_0^2 + c_1^2 + c_2^2 + c_3^2 = 1 \\ c_2 c_0 + c_3 c_1 = 0 \\ c_3 - c_2 + c_1 - c_0 = 0 \\ 0c_3 - 1c_2 + 2c_1 - 3c_0 = 0 \end{cases} \quad \begin{array}{l} \text{условия ортонормальности} \\ \\ \text{нулевые моменты} \end{array}$$

Если остальные коэффициенты c_k положить равными нулю, то получается вейвлет, называемый 4-вейвлетом Добеши [3]. Согласно методике, вектор данных x и вектор вейвлет-спектра w должны иметь ровно $N = 2^{n_0}$ элементов (n_0 – целое число). Данное условие было выполнено путем линейной интерполяции исходного сигнала до 128 точек. Расчет дискретного преобразования проводился в среде MathCad.

Анализ результатов

Анализ проводился путем сопоставления спектров и спектрограмм изменения напора в скважинах с выделением совпадающих гармоник. Весь первичный материал брался в одном временном интервале с 01.01.2005 по 01.01.2009 (4 года) и с равномерной дискретностью. Поскольку при наложении спектров локальные максимумы совпадают, можно сделать вывод, что обуславливающие их гармоники имеют единый источник возбуждения. Чтобы исключить случайные совпадения гармоник

спектров, особенно на высоких частотах, проводился комплексный анализ спектров в равноудаленных скважинах данного типа.

С более подробный анализом результатов можно ознакомиться в ранее опубликованных статьях по Фурье анализу [4] и по дискретному вейвлет-преобразованию [5]. В данной же работе уделим большее внимание на сравнительный анализ данных методов, эффективность их при решении задач обоснования границ гидродинамического влияния и разделение техногенных и природных колебаний.

Для выделения технологической составляющей сопоставлялись амплитудно-частотные спектры всех контрольных скважин (А-4, Г-9 и др.) и эталонный спектр технологического режима работы полигона. Выделяются две основных гармоник 4 и 12 (рис. 1), соответствующие технологическому режиму работы полигона [4]. Интерпретация спектра в интервале $n > 15$ проводилась с большой осторожностью, т. к. Фурье-анализ имеет ограничения на высоких частотах, на которых в спектрах может проявиться нестационарный режим фильтрации.

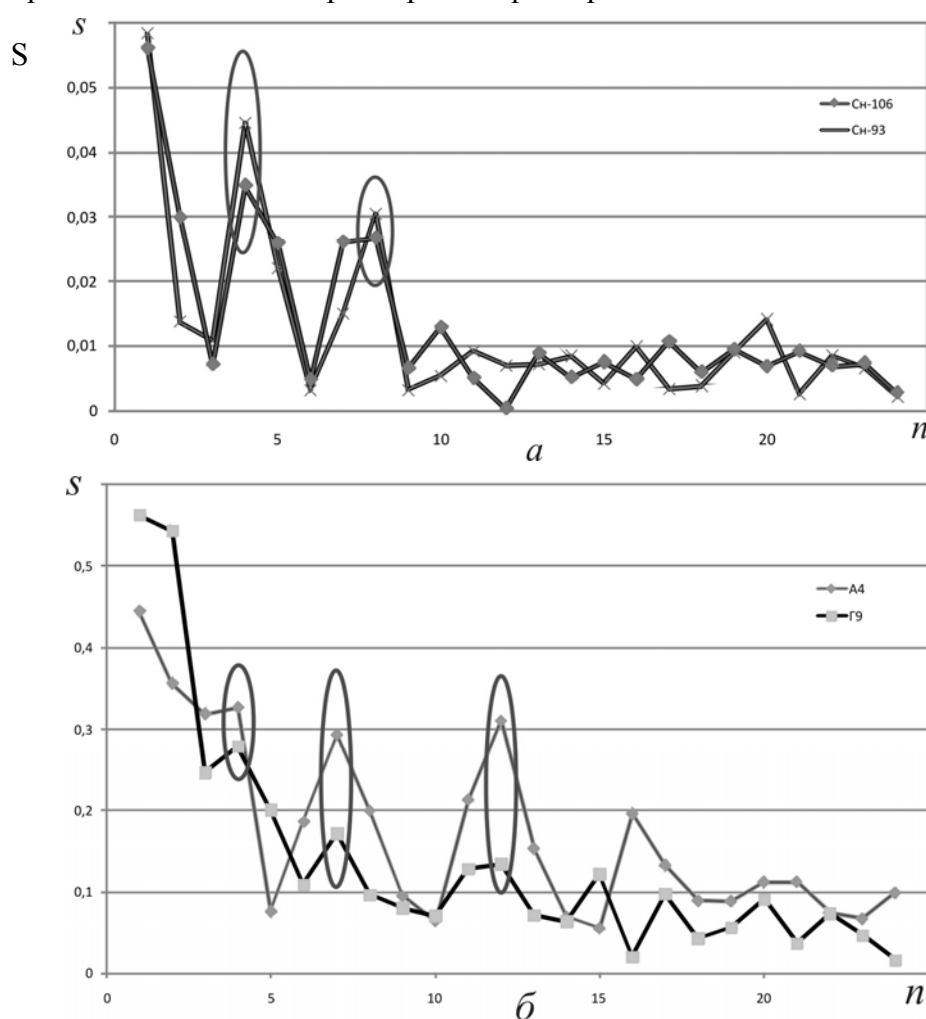


Рис. 1. Амплитудно-частотные спектры колебания напоров в наблюдательных скважинах Сн-106 и Сн-93 (а) и в контрольных скважинах А4 и Г9 (б)

При выделении частот природного спектра в первую очередь использовались спектры колебаний в наблюдательных скважин, Сн-106 и Сн-93 (рис. 1), расположенных соответственно на расстоянии 8 и 9 км от полигона.

На полученных спектрограммах колебаний напоров скважин можно увидеть ряд закономерностей [5]. Спектрограммы колебаний напоров скважин, значительно удаленных от полигона Сн-93, Сн-106 (рис. 2 а, б) схожи между собой: максимальные значения обоих расположены в начальных координатах спектров 5го семейства, минимумы – в интервалах 50- и срединных (50–65; 85–100) координатах спектра 3-го семейства. Схожесть этих спектрограмм, как и их спектров (рис. 1, а) говорит о том, что в данных скважинах доминируют природные колебания.

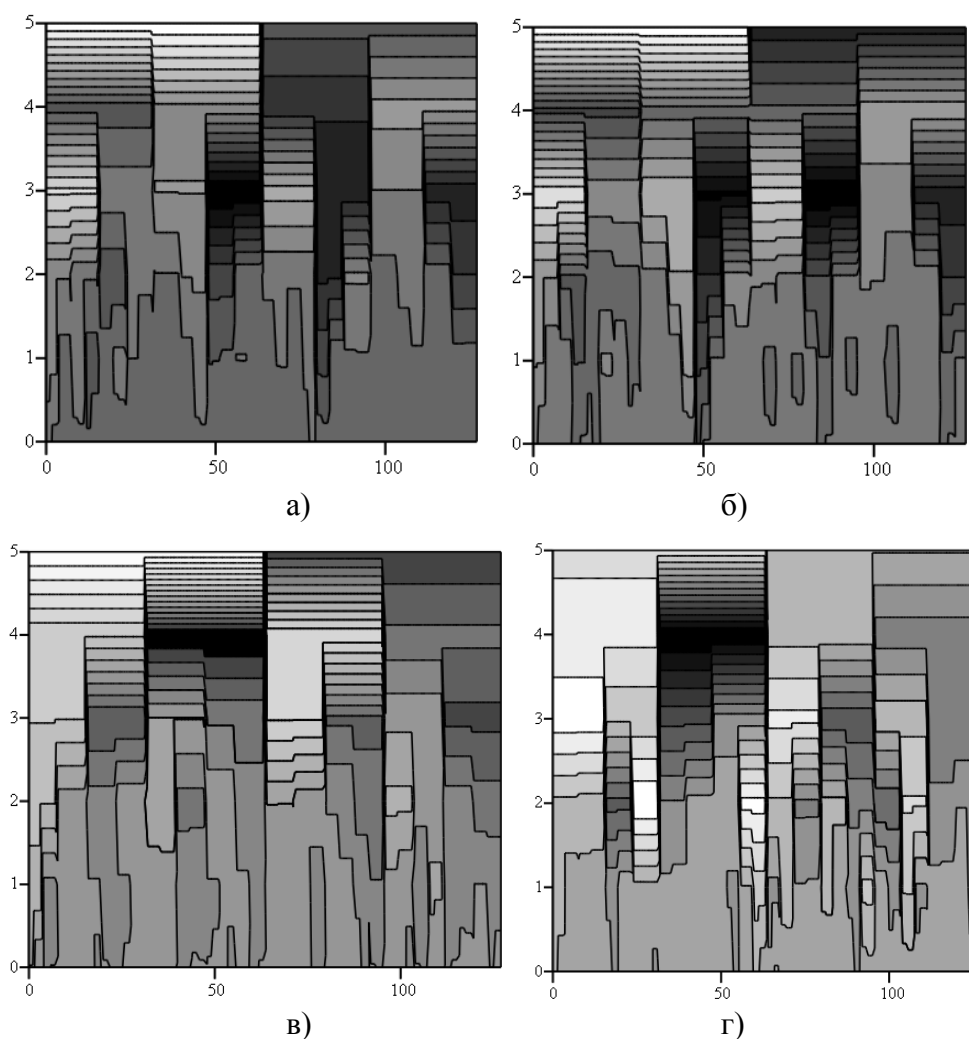


Рис. 2. Спектрограммы гидростатических колебаний скважин Сн-93(а), Сн-106(б), Г9(в), А4(г)

Скважина Г-9, спектрограмма которой представлена на рис. 2, в, и скважина А-4 (рис. 2, г), которые находятся в зоне влияния полигона, их объединяет расположение минимума спектрограммы и нарастание в начальных координатах спектров. Так же на спектрограммах преобладают более светлые тона, это говорит о повышенных значениях спектров; зон максимума на спектрограмме не одна, как было до этого, а три. Эти особенности подтверждают то, что в данных скважине наблюдаются техногенные колебания.

Выводы

Методами Фурье-анализа и вейвлет-преобразования дискретных сигналов проведено исследование гидростатического режима скважин на полигоне ЖРО Сибирского химического комбината. Исследовано воздействие работы эксплуатационных скважин на колебание напоров в наблюдательных скважинах. В амплитудно-частотном спектре и в спектрограммах колебаний напора выделены частотные составляющие техногенного и природного происхождения.

В ходе сравнительного анализа эффективности двух методов выявлены следующие особенности:

1. Спектрограммы, полученные в результате вейвлет-преобразования колебания напоров в скважинах имеют более детальный вид по сравнению с амплитудно-частотными спектрами, что позволит находить больше особенностей при анализе результатов.

2. По спектрограммам затруднительно осуществить переход к абсолютным значениям периодов колебаний, что делает проблематичным растолкование аномальных областей.

3. Требуется меньше временных и вычислительных затрат для построения амплитудно-частотных спектров, в связи с чем Фурье-анализа можно отнести к экспресс-методам.

Литература

1. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия ТПУ. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 346–365.

2. Никитин А.А. Теоретические основы обработки геофизической информации. – М.: Недра, 1986. – 342 с.

3. Яковлев А.Н. Введение в вейвлет-преобразования: учеб. пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 37 с.

4. Лукин Ал. А. Оценка гидрогеодинамического влияния режима эксплуатации скважин на основе статистических функций // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 146–151.

5. Чубаров Д. Л. Применение дискретного вейвлет-преобразования для оценки гидрогеодинамического влияния режима эксплуатации скважин // XXXVII Малышевские чтения: материалы Всероссийской научной конференции с международным участием, Санкт-Петербург, 15 Мая 2013. Т. 2. – М.: Изд-во РГГУ, 2013. – С. 414–418.

ОЦЕНКА СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ НА 10-И МЕТРОВОЙ ГЛУБИНЕ ДЛЯ РАЗРЕЗОВ С ВЫСОКОСКОРОСТНЫМ ВЕРХНИМ СЛОЕМ ПРИ МИКРОРАЙОНИРОВАНИИ

Никольский А.А.

Томский политехнический университет, Томск

Описываются способы оценки средней скорости поперечной волны на 10-и метровой глубине для разрезов, верхняя часть которых представлена уплотненным насыпным грунтом или мерзлыми породами.

Введение

При микрорайонировании обязательным является вычисление приращений сотрясаемости методом акустических жесткостей. Для реализации этого метода необходимо знание средней скорости поперечной волны на 10-и метровой глубине. Обычно, для ее определения проводятся работы методом МПВ, с установкой горизонтальных сейсмоприемников ортогонально профилю с разнополярными ($\pm Y$) возбуждениями поперечной волны.

Верхняя часть разреза в Западносибирском регионе преимущественно представлена песками, супесями, суглинками и глинами различной консистенции и влажности. Скорость поперечной волны для таких инженерно-геологических элементов (ИГЭ) в основном определяется степенью уплотнения грунтов, которое, в свою очередь, зависит от глубины их залегания. В большинстве случаев наблюдается плавное возрастание скорости с глубиной. При исследовании таких разрезов обычно проблем не возникает, и скорости уверенно определяются методами рефрагированных волн или t_0 [1, 2].

Проблемы возникают при исследовании территорий старой застройки (например, микрорайон проектируется на месте бывшего промпредприятия) или в зимний период. В этих случаях верхний слой разреза представлен уплотненным насыпным или промерзшим грунтом. И в том, и другом случаях скорость поперечной волны в подстилающей толще оказывается меньше, чем в верхнем слое. По понятным причинам в таких разрезах ни преломленные, ни рефрагированные волны зарегистрированы быть не могут и задача определения средней скорости поперечной волны на 10-метровой глубине методом МПВ становится, на первый взгляд, неразрешимой.

Ниже приводятся способы оценки средней скорости поперечной волны на 10-и метровой глубине для разрезов с уплотненным насыпным грунтом.

Анализ волнового поля

На рис. 1 приведен пример сейсмограммы, полученной на участке, где ранее располагалось промышленное предприятие. Работы проводились 24-х канальной сеймостанцией Лакколит. Расстояние между каналами составляло 2 м, вынос – 2 м.

На рис. 1, а и рис. 1, б представлены сейсмограммы, полученные при $+Y$ и $-Y$ возбуждениях, а на рис. 1, в – результат наложения этих сейсмограмм.

На первых 10–12 каналах по первым вступлениям уверенно выделяется прямая волна, которая распространяется в насыпном уплотненном грунте. Скорости поперечной волны в этом слое ≈ 225 м/с. Далее, прямая волна затухает и, в следствии меньших скоростей в подстилающей толще, чем в насыпном грунте, головная волны от ниже расположенных границ в первых вступлениях не выделяется.

Вторая волна, которая выделяется на сейсмограмме – отраженная волна. На приведенной сейсмограмме она прослеживается, начиная с 4-го канала (при увеличении усиления эта волна прослеживается и на первых каналах) на времени ≈ 180 мс и уверенно коррелируется до 24-го канала на времени ≈ 280 мс. Идентифицировать данную волну как отраженную, позволяет гиперболичность оси синфазности и отсутствие «мертвой зоны».

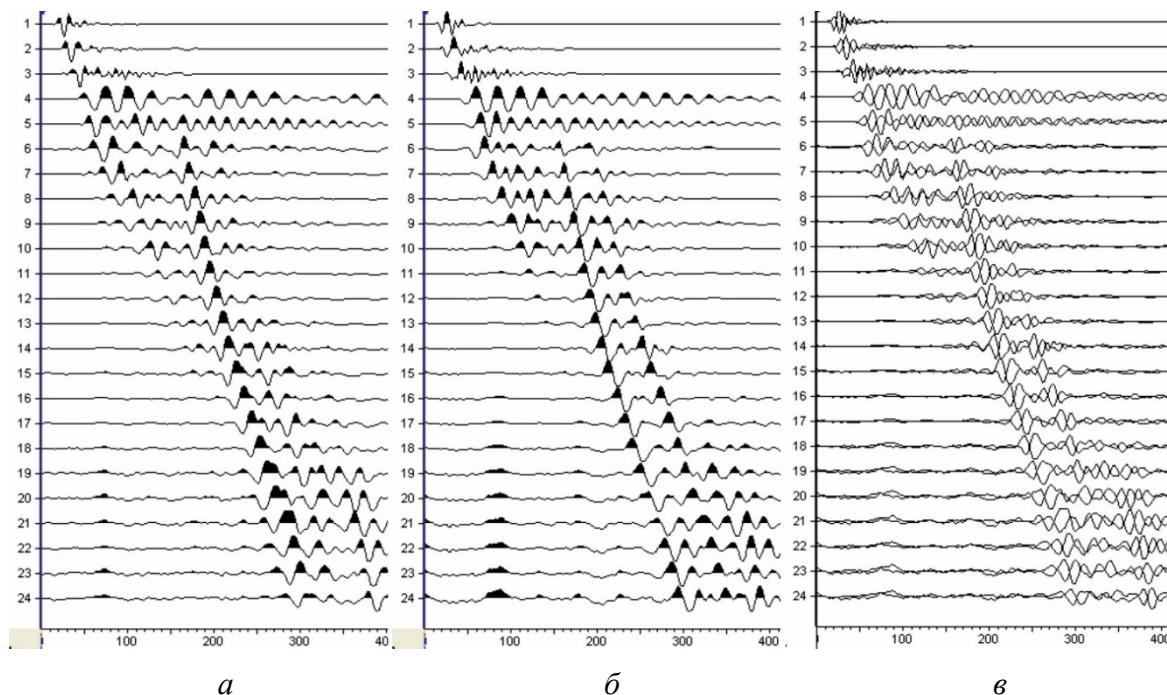


Рис. 1. Сейсмограммы, полученные при +Y (а), -Y (б) возбуждениях и результат их наложения (в)

На рис. 2. представлены годографы прямой и отраженной волн, полученные в результате корреляции. Обработка годографов отраженных волн осуществлялась методом постоянной разности, который заключается в вычислении

$$U(x) = t^2(x+m) - t^2(x),$$

при постоянном значении m (при расчетах $m = 16$ м). Функция $U(x)$ на графике представляет собой прямую линию (рис. 2).

Эффективная скорость определяется из выражения

$$V_{\text{эф}} = \sqrt{2m \frac{\Delta x}{\Delta u}}.$$

Для рассматриваемого случая

$$V_{\text{эф}} = \sqrt{2 \cdot 16 \cdot 2047,4} \approx 256 \text{ м/с}.$$

Глубина до отражающей границы равна

$$h = \frac{t_0}{2} \cdot V = 0,059 \cdot 256 = 15,1 \text{ м}.$$

Скорость в верхнем уплотненном насыпном грунте, определенная по годографу прямой волны ≈ 225 м/с.

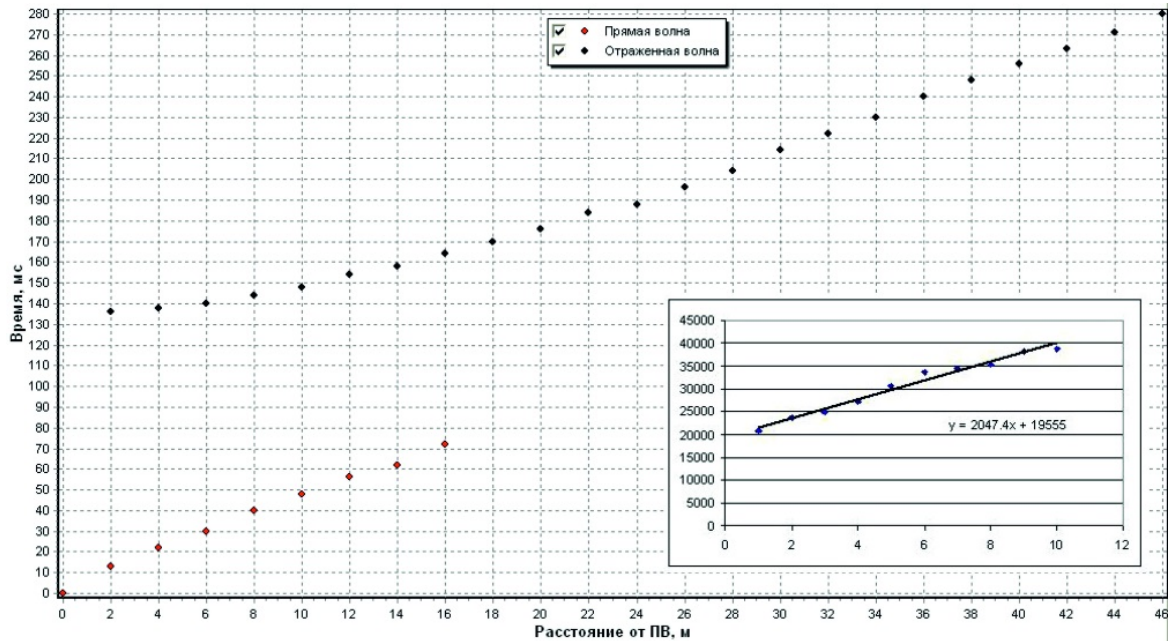


Рис. 2. Годографы прямой и отраженной волн и результат аппроксимации постоянной разности

Таким образом, при обработке, для приведенной сейсмограммы представляется возможным определить лишь скорость в насыпном грунте по годографу прямой волны, а также эффективную скорость и глубину залегания отражающей границы по годографу отраженной волны. Причем, эффективная скорость, в следствии градиентности толщи до отражающей границы (лучи не прямолинейны) несколько завышена относительно средней скорости.

Определение средней скорости на глубине 10 м

Для определения средней скорости на глубине 10 метров нами предлагается два способа.

Первый способ предполагает знание градиента средней скорости поперечной волны на глубинах более 5-и метров. По данным многочисленных исследований в Томской, Кемеровской и Новосибирской областях он составляет от 3,2 до 4,0 $\frac{\text{м/с}}{\text{м}}$.

Для исследуемого участка градиент составляет $\approx 3,7 \frac{\text{м/с}}{\text{м}}$ (рис. 3, а). Тогда, введя поправку за глубину

$$V_{\text{ср}} = 256 - (15,1 - 10) \cdot 3,7 = 237 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

получим оценку средней скорости на 10-и метровой глубине. Величина завышения скорости зависит от степени градиентности среды. Чем выше градиент, тем больше отклонение луча от прямой линии и, соответственно, выше скорость. Расчеты показали, что для разреза, характерного для исследуемой площади, завышение не превышает 5 %. В этом случае прогнозируемая скорость на 10-и метровой глубине, вычисленная по годографу отраженной волны, составляет около 225 м/с.

Основой *второго метода* является наличие годографа рефрагированной волны на территории исследования или вблизи от нее и предположение о скоростной однородности разреза до 10-и метровой глубины, что для исследуемой площади (исключая насыпной грунт) с сейсмической точки зрения является вполне справедливым.

Суть метода заключается в следующем. Берем за основу распределение скоростей, полученное в результате обработки рефрагированной волны (рис. 3, а). Заменяем верхнюю часть на графике пластовых скоростей на скорость в насыпном грунте, определенную по прямой волне. Тогда пересчет средней скорости на глубину 10 м при мощности насыпного уплотненного грунта 3,1 м равен 215 м (рис. 3, б).

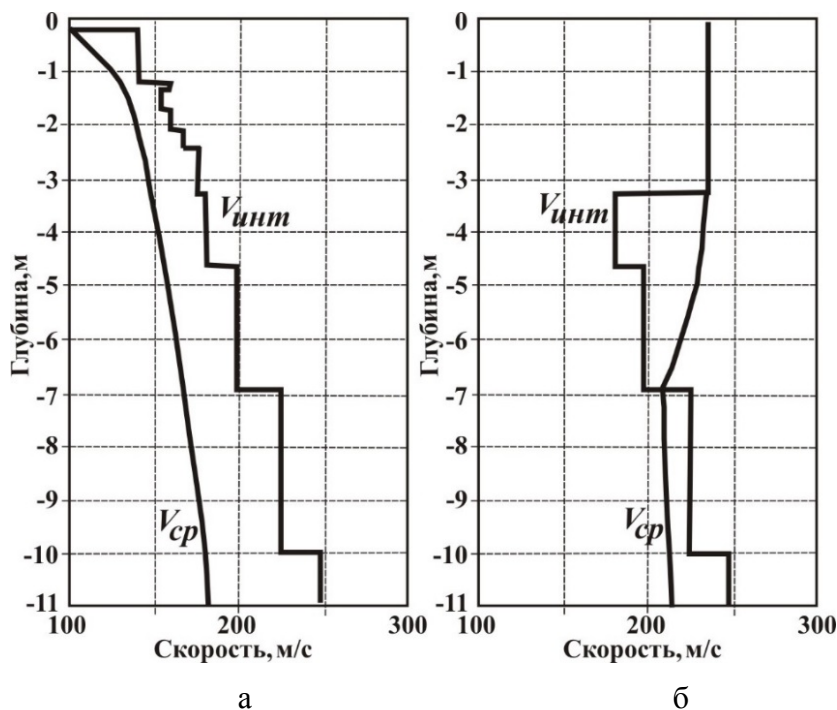


Рис. 3. Замена верхней части разреза насыпным уплотненным грунтом:
а – без насыпного гунта, б – мощность насыпи 3,1 м

Заключение

Сравнение скоростей, полученных разными способами, показывает хорошую их сходимость. Расчетные значения приращений сотрясаемости составили: для скорости, рассчитанной по отраженной волне – 0,07 балла, а по рефрагированной – 0,03 балла. Во избежание занижения расчетной интенсивности приращений, в качестве средней скорости поперечной волны в 10-и метровой толще принимается меньшее значение из двух рассчитанных.

Литература

1. Пузырев Н.Н., Мишенькина З.Р. Приближенные способы интерпретации годографов рефрагированных волн. Методика сейсмических исследований. – М.: «Наука», 1969.
2. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: учебник для вузов. – Тверь: Издательство АИС, 2006.

ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГОРОДСКИХ ТЕРРИТОРИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЕЦИАЛЬНЫХ АППАРАТУРНЫХ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ

¹ Фоменко Н.Е., ² Журбицкий Б.И., ³ Фоменко Л.Н.

¹ Южный федеральный университет, г. Ростов-на-Дону

² Всероссийский научно-исследовательский институт
угольных месторождений, г. Ростов-на-Дону

³ Ростовский государственный строительный университет, г. Ростов-на-Дону

В статье обсуждаются возможности изучения техногенного загрязнения городских территорий, включая зоны размещения подземных коммуникаций, по результатам эколого-геофизического картирования с применением специальной аппаратуры и программных средств. Для изучения электромагнитной загрязненности разработан и применен малогабаритный прибор электромагнитного излучения (ЭМИ). Измерения выполнены в Советском районе г. Ростова-на-Дону в местах размещения подземных коммуникаций. Обработка и представление геофизических материалов произведены посредством информационной технологии многофакторного моделирования-прогнозирования, основанной на использовании программных средств-комплексов ПК ОКАР и ПС Viewer (ВНИГРИуголь), и ПС общего назначения (MS Office, Surfer и др.).

Анализ проблемы

Электромагнитные поля (ЭМП) на территории городов и др. населенных пунктов, включают сигналы грозовой активности, ближних и дальних радиостанций, механоэлектрических преобразований и др. Измеряемые параметры поля носят устойчивый характер и зависят от состояния над- и приповерхностной части геосферы. Существенное значение имеют техногенные процессы, обусловленные действием наземных (линии электро-, телефонных и радиопередач) и подземных (электрические и телефонные кабели, трубопроводы, канализационные стоки и др.) коммуникаций, автомобильных и железных дорог, трамвайных путей, промышленных и гражданских объектов, а также электромагнитное переизлучение. При этом развитие городских и поселковых агломераций, как известно, сопровождается постоянным увеличением различных видов коммуникаций, в том числе подземных. Новые коммуникации в большинстве случаев конструируются на месте сооружений вышедших из эксплуатации, либо рядом с ними. Все это увеличивает техногенное загрязнение лито- и атмосферы [1].

Диапазон частот, в котором достигается наибольший уровень суммарной электромагнитной активности, занимает полосу от 2 до 45 кГц (рис. 1, а). В этом диапазоне для различных соотношений удельного электрического сопротивления (ρ) и диэлектрической проницаемости (ϵ) различаются волновая (диэлектрики), промежуточная (полупроводники) и индукционная (проводники) зоны. Этим зонам соответствуют определенные зависимости изменения длин волн (λ). Для частот 10 и 100 кГц длины волн изменяются от 3 до 300 м (рис. 1, б). Это значит, что возможно изучать локальные объекты, размер которых в каком-либо одном направлении превышает длину волны. Кроме того, в области расположения таких объектов могут проявляться эффекты, связанные с явлениями дифракции, интерференции, преломления, отражения, переизлучения и т. д.

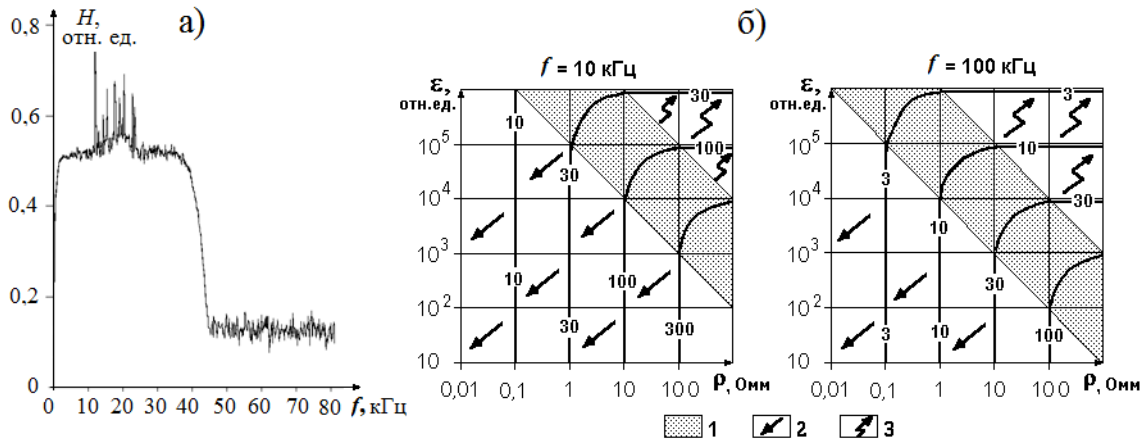


Рис. 1. Интенсивность ЕМП на различных частотах (а) и графики изменения длин волн (λ) в зависимости от удельного электрического сопротивления (ρ) и диэлектрической проницаемости (ϵ) в проводящей поляризующейся среде при различной частоте (f) электромагнитного поля (б). Шифр – длина волны в м. 1,2,3 – промежуточная, индукционная и волновая зоны.

Прибор электромагнитных измерений

Для регистрации ЕМП разработан и реализован в виде макета малогабаритный прибор электромагнитных измерений (ЭМИ). Аппаратура построена по модульному принципу из отдельных функционально и физически независимых блоков, включающих электронную записную книжку. Датчик поля трехкомпонентный, инвариантный, состоит из трех взаимно перпендикулярных магнитных антенн. Блок-схема измерителя изображена на рис. 2.

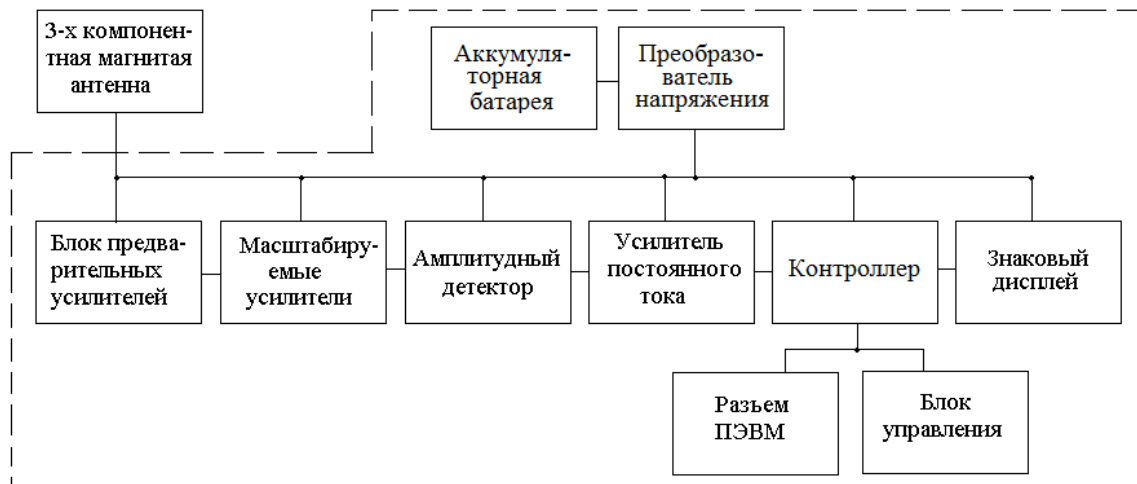


Рис. 2. Блок-схема ЭМИ

Работа ЭМИ осуществляется путем приема сигналов датчиками 3-х компонентной магнитной антенны H_x , H_y и H_z . Сигналы усиливаются с помощью предварительных усилителей и подаются на масштабируемые усилители. Последние сопряжены с амплитудным детектором и усилителем постоянного тока. Далее включается блок контроллера и производится вычисление параметра $H_{инв} = \sqrt{H_x^2 + H_y^2 + H_z^2}$. Регистрация значений $H_{инв}$ производится в условных единицах (отсчетах автоматиче-

ского цифрового преобразователя – АЦП), а после ввода в персональный компьютер (ПК) при необходимости производится пересчет в абсолютные единицы (мкВ или А/м). Зарегистрированная информация сохраняется в запоминающем устройстве (ЗУ) независимо от повторных включений и выключений прибора. Режим стирания позволяет очистить ЗУ при начале новой серии измерений, а также при ошибках в нумерации точек или регистрации отсчетов. При пешеходных работах измерения и регистрация производятся по командам с пульта (нажатие кнопки) либо по командам от таймера через 1, 2...10 с. При работах в автомобильном варианте измерения и регистрация производятся по сигналам с датчика импульсов, связанного со спидометром автомобиля (примерно через 1 м пути).

Электромагнитное загрязнение в дворово-парковой и дорожно-тротуарной зонах

На рис. 3 выполнено сопоставление графиков $H_{инв}$ по профилям, ориентированным вдоль проспекта Стачки в г. Ростове-на-Дону. Попикетное рассмотрение графиков показывает, что интенсивность поля в дворово-парковой зоне характеризуется аномальными «всплесками», приуроченными к подъездам многоквартирных домов. Амплитуды аномалий устойчивы, с 90 % повторяемостью при повторных наблюдениях. Их интенсивность зависит от этажности зданий. Аномальные «всплески» осложняются в случае пересечением профиля линий наземных и подземных коммуникаций. В дорожно-тротуарной зоне (борт проезжей части) аномальное поле соответственно повышено вследствие скопления наземных и подземных линий электропередач и насыщенности транспортом. Наибольшие по интенсивности аномалии, которые на порядок выше аномальных значений в дорожно-тротуарной зоне, регистрируются в полосах прохождения высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) и железных дорог. Радиус их действия распространяется на 0,5–0,7 км. Близкая к нулевой интенсивность ЭМП регистрируется вдоль русел ручьев и рек.

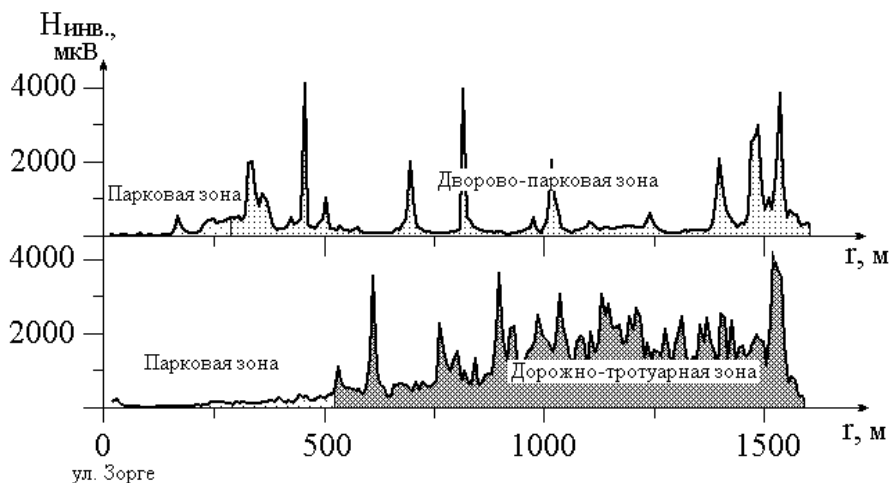


Рис. 3. Сопоставление графиков $H_{инв}$ по профилям, ориентированным вдоль проспекта Стачки в г. Ростове-на-Дону

Результатом профильных пешеходных и автомобильных съемок являются поквартирные, районные и, в целом, городские карты электромагнитной загрязненности, которые строятся с помощью программ типа Arcinfo (рис. 4).

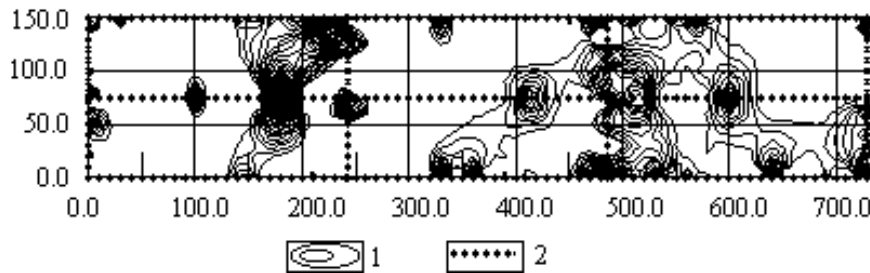


Рис. 4. Фрагмент карты электромагнитной загрязненности в квартале муниципальной застройки в Советском районе г. Ростове-на-Дону. 1 – изолинии $H_{инв}$, мкВ, 2 – профили и пункты наблюдений

Электромагнитное загрязнение трубопроводов

Малоизученным является вопрос электромагнитной загрязненности в местах размещения трубопроводов. Эти подземные коммуникации, в особенности магистральные, как известно, располагаются параллельно кабельным линиям, создающим электромагнитные поля различной степени интенсивности, имеют многочисленные врезки и в совокупности их можно рассматривать в качестве сопутствующих излучателей. На рис. 5–I и 5–II приведены графики $H_{инв}$, полученные посредством мониторинговых наблюдений на профиле секущим серию колодцев подводящих подземных коммуникаций возле здания института ВНИГРИуголь в г. Ростове-на-Дону (фрагмент а) и на профиле за чертой города (фрагмент б).

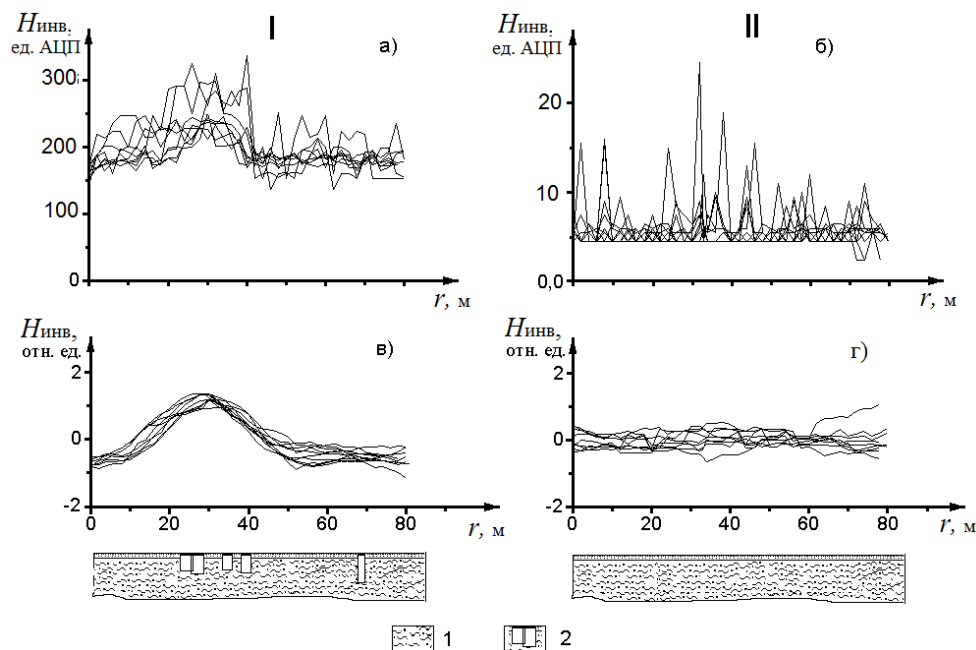


Рис. 5. Графики значений $H_{инв}$, полученные посредством многократных наблюдений в условиях городских агломераций (I) и за чертой города (II): а–г – форма графиков в абсолютных (а, б), и нормированных (в, г) значениях. 1 – покровные отложения, 2 – колодцы подземных коммуникаций

Нетрудно заметить, что поле в месте скопления колодцев «подводящих» коммуникаций отмечается значениями порядка 100–300 ед. АЦП, что на порядок ниже значений в тротуарно-дорожной зоне и на участках расположения магистральных

коммуникаций. За чертой города электромагнитная загрязненность не превышают 30 ед. АЦП. При этом нормирование кривых, то есть их приведение к относительным единицам, позволяет устранить разницу в значениях, вызванную аппаратурными причинами, погодными условиями и т. д. (фрагменты I–в и II–г).

Городские уличные (магистральные) подземные коммуникации, включающие трубы теплосети, водопровода, канализации, «ливневки», силовых и телефонных кабелей, изучались на газонной территории по ул. Зорге между корпусами института наук о Земле (ИНОЗ) и химического факультета (ХВ) Южного федерального университета (ЮФУ). Одновременно с измерениями ЭМП выполнялись магниторазведочные и радиометрические наблюдения. Обработка и представление геофизических материалов произведены посредством информационной технологии многофакторного моделирования-прогнозирования, основанной на использовании программных средств-комплексов ПК ОКАР и PC Viewer, и PC общего назначения (MS Office, Surfer и др.) [2, 3]. Сущность технологии многофакторного моделирования-прогнозирования – в аппроксимации измеренных параметров геофизических полей в программе ОКАР_28_Large с возможностью анализа распределения этих параметров по любым произвольным направлениям как в пределах, так и за пределами участка исследований с последующим отображением деформации экогеофизических полей в программе Viewer_9.

На рис. 6, а и 7, а приведена схема участка геофизических работ размером 40×40 м, на котором проведены измерения на ортогонально расположенных по отношению к трассам подземных коммуникаций профилях.

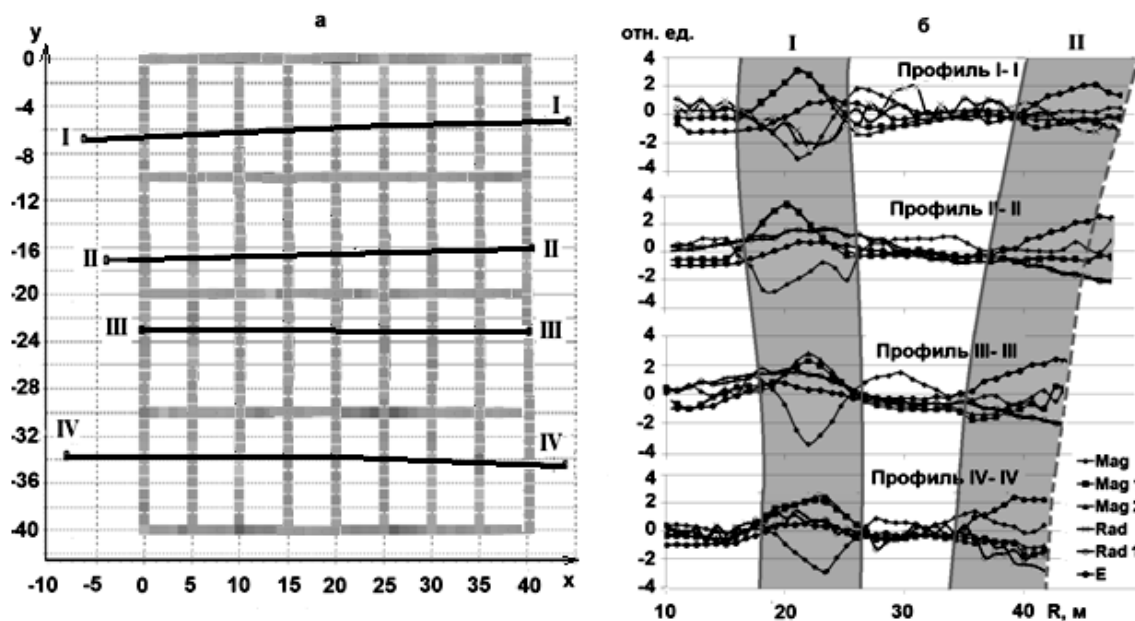


Рис. 6. Схема участка и положение произвольно заданных на ней профилей (а) и сопоставление совокупных графиков измеренных параметров экогеофизических полей (б).

Выполнено сеточное покрытие 5×10 м с регуляризацией сети. Сформированы трансформированные сеточные файлы: 1) магниторазведочных данных (Mag, Mag 1 и Mag 2 – разность и значения поля при вертикальном положении датчика суммарного вектора магнитного поля T непосредственно у дневной поверхности и на высоте 1,5 м); 2) показателей естественной радиоактивности J_γ (Rad и Rad 1 – J_γ у дневной поверхности и на высоте 1,5 м); 3) значений ЭМП, зарегистрированных прибо-

ром ЭМИ. Выполнен анализ интенсивности и области распространения геофизических полей по произвольно заданным направлениям вкост трасс подземных коммуникаций (рис. 6, а) и в диагональных направлениях к ним (рис. 7, а).

На профилях, ориентированных ортогонально трассам подземных коммуникаций, прослеживаются две зоны аномальных экогеофизических полей (рис. 7, б). Зона I выделяет полосу нахождения труб теплосети и характеризуется аномальными значениями магнитного и радиационного полей, а зона II – полосу местонахождения труб водопровода, канализации, силовых и телефонных кабелей и характеризуется высокими значениями ЭМП.

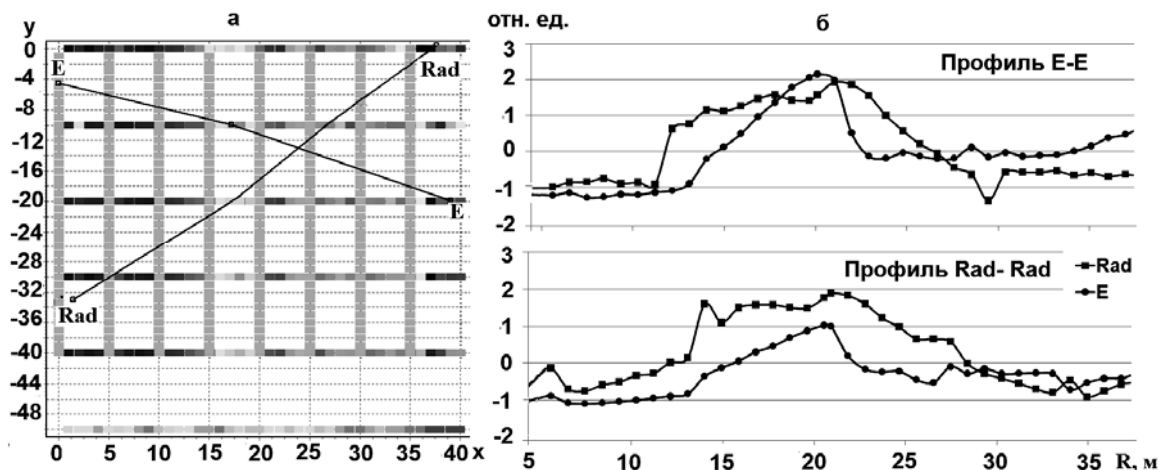


Рис. 7. Схема диагональных профилей (а) и сопоставление графиков электромагнитной $H_{инв}$ и радиационной $J_{у}$ загрязненности на участке работ

Выводы

1. Разработаны и опробованы современные технологии бесконтактных геофизических методов изучения экогеофизических полей в режиме реального времени в местах нахождения подземных коммуникаций.
2. Показана возможность прогнозирования загрязненности окружающей среды на территориях городских и поселковых агломераций посредством применения матричной технологии комплексной интерпретации результатов геоэкологических и экогеофизических наблюдений.

Литература

1. Фоменко Н.Е. и др. Изучение электромагнитной загрязненности населенных пунктов для решения геоэкологических задач. Экологическая безопасность и рациональное природопользование // Сб. матер. межвед. науч.-прак. конф. по Югу России. – Ростов-на-Дону: Южно-Росс. Экспоцентр, 2004. – С. 92–97.
2. ПС ОКАР. Программный комплекс ПК ОКАР – «Обработка, корреляция, аппроксимация, распознавание» (Журбицкий Б. И., Жбанков Г.А., ВНИГРИуголь, свидетельство ФАИС №2013617557 от 20.08.2013 г.).
3. ПС Viewer. Программный комплекс «Экспресс – просмотр XYZ–файлов с коррекцией данных». (Журбицкий Б. И., Жбанков Г. А., ВНИГРИуголь, 2013 г.).

ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОПРОФИЛИРОВАНИЯ

Христенко Л.А., Степанов Ю.И.

Горный институт УрО РАН, Пермь
Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь

Быстрое вейвлет–преобразование значений кажущихся сопротивлений (КС) позволило уточнить пространственное положение комплексных аномалий. Измерения КС выполнялись на профиле расположенном в пределах Верхнекамского месторождения солей.

Введение

Вейвлеты помогают выявить и описать скрытые особенности сигнала, а во многих случаях дают весьма удобные для анализа представления сигнала (при различной детальности его рассмотрения). Первый простейший тип вейвлета был предложен Хааром еще в 1909 году. Практическое использование вейвлетов в настоящее время столь обширно, а результаты настолько впечатляющие, что это натолкнуло на предположение о возможности получения более содержательных результатов комплексной интерпретации данных электроразведки.

Разбивка имеющихся цифровых значений на две составляющие: «грубую» (аппроксимирующую) и «уточненную» (детализирующую), с последующей их детализацией итерационным методом, является основополагающей идеей многомасштабного вейвлет–представления сигналов. Для выполнения т.н. дискретного прямого и обратного вейвлет–преобразования, с применением быстрых алгоритмов преобразований (БВП), используют короткие импульсы–вейвлеты, сконструированные на основе ортогональных базисных функций. Функции Хаара – простейший пример ортогональных вейвлетов. При практическом анализе сигналов они называются широкополосными и узкополосными фильтрами, соответственно, потому что они отфильтровывают компоненты сигнала на больших и малых масштабах [2].

Интерпретация геофизических данных

В нашем случае рассматривается аспект преобразования данных полевых геофизических измерений, касающийся их упрощения, позволяющий отчетливее выделить скрытые закономерности изменения амплитуды физических полей. С помощью программы HAAR_2 [1] было выполнено быстрое вейвлет – преобразование дискретных значений кажущихся сопротивлений (КС) по профилю РЖД5-3, расположенному на участке Свердловской железной дороги. Профильные наблюдения методами естественного электрического поля (ЕП) и симметричного электропрофилирования (СЭП), на двух разносах питающей линии АВ – 110 и 210 м, проводились для оценки влияния выработанного пространства недр Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей на основании железнодорожной насыпи. Изменения значений электрического сопротивления и естественной поляризации связаны с составом грунтов и их фильтрационными свойствами, что позволяет проводить картирование пространственных границ участков инженерно-геологических осложнений по данным электроразведки.

Программа HAAR_2 реализует сжатие сигнала, представленного в виде значений амплитуд, с использованием разложения в базисе Хаара. Расчеты проводились для 2, 3,

4 и 5 уровней разложения сигнала при заданной погрешности аппроксимации наблюдаемых значений 1 и 2 Омм.

В результате, наблюдаемые значения КС были разложены на две составляющие «сигнал» и «помеху» (с некоторой условностью). Расчеты при 5 уровнях разложения с погрешностью аппроксимации 2 Омм позволили получить предпочтительное для решения нашей задачи разложение сигнала (отбраковать сравнительно много мелких особенностей сигнала при сохранении его главных характеристик) (рис. 1).

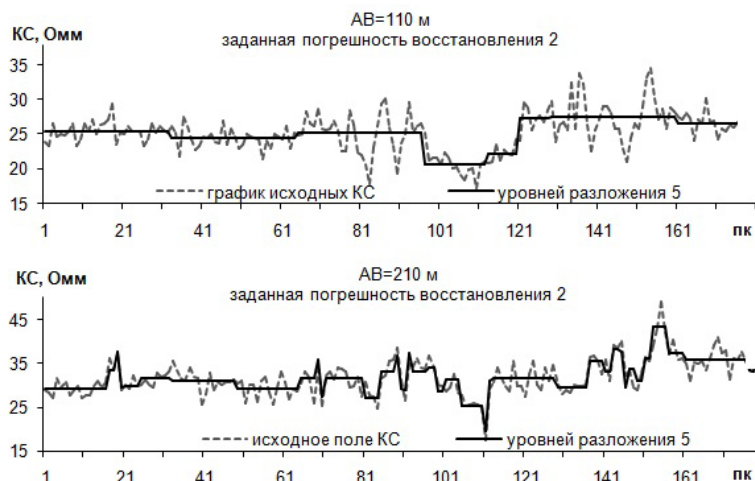


Рис. 1. Быстрое вейвлет-преобразование с базисными функциями Хаара при 5 уровнях разложения. Профиль РЖД5-3

Анализ и обсуждение результатов

Ранее уже приводились результаты интерпретации данных ЕП и СЭП, выполненные с использованием безэталонных классификационных процедур программного комплекса Коскад [3, 4]. Классификации подвергалось многопризнаковое пространство, включающее в себя сами наблюдаемые параметры U ЕП и КС, а также их статистические характеристики, вычисленные в скользящем окне.

После выполнения быстрого вейвлет-преобразования значений КС с базисными функциями Хаара, проводились повторные расчеты статистик для восстановленных значений КС. Было сформировано новое многопризнаковое пространство и выполнена процедура классификации методом динамических сгущений. В результате получены новые контуры классов (геофизических аномалий) (рис. 2).

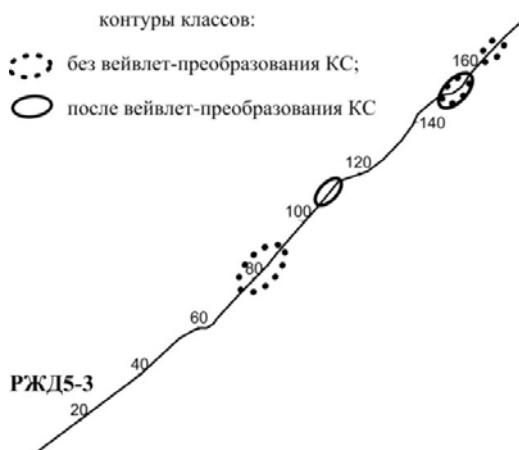


Рис. 2. Результаты комплексной интерпретации по профилю РЖД5-3

Заключение

Совпадение полученных контуров с результатами газогеохимического опробования позволяет предположить, что использование быстрого вейвлет-преобразования кажущихся сопротивлений позволило уточнить пространственное положение комплексных аномалий.

Литература

1. Долгаль А.С. Использование быстрого вейвлет-преобразования при решении прямой задачи гравirazведки // Докл. РАН. – 2004. – Т. 399. – № 8. – С. 1177–1179.
2. Дремин И.М., Иванов О.В., Нечитайло В.А. Вейвлеты и их использование // Успехи физических наук. – 2001. – Т. 171. – № 3. – С. 465–501.
3. Христенко Л.А., Степанов Ю.И. Электрометрические наблюдения при оценке влияния выработанного пространства недр на основании железнодорожной насыпи // Естественные и технические науки. – 2014. – № 7. – С. 58–62.
4. Христенко Л.А., Степанов Ю.И. Вероятностно-статистические методы интерпретации данных электроразведки ЕП и СЭП при решении инженерно-геологических задач // XIVth International Conference–Geoinformatics: Theoretical and Applied Aspects, Kiev, 11–14 May 2015 [Электронный ресурс]. <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=80207> (дата обращения 08.06.2015).

ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРНЫХ И НАУЧНЫХ КАДРОВ

РОЛЬ ВЫПУСКНИКОВ ИНСТИТУТА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В ИЗУЧЕНИИ ПОЛИГОНОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ЖИДКИХ РАДИОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ СИБИРСКОГО ХИМИЧЕСКОГО КОМБИНАТА

Гусев Е.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Рассмотрена история развития радиогеоэкологических исследований на кафедре гидрогеологии и инженерной геологии и кафедре геофизики института природных ресурсов ТПУ при изучении влияния полигонов захоронения жидких радиоактивных отходов Сибирского химического комбината на геологическую среду. Охарактеризованы основные результаты работ.

Введение

Различными вопросами эксплуатации полигонов захоронения жидких радиоактивных отходов (ЖРО) до 1997 года занимались разрозненно геологическая служба отдела охраны окружающей среды Сибирского химического комбината (СХК) и служба эксплуатации полигона, которая относилась к радиохимическому заводу. Эти службы в основном осуществляли контроль за поведением и распространением отходов как на полигоне подземного захоронения, так и в зоне расположения поверхностных хранилищ ЖРО. Поскольку работа СХК носила секретный характер и управление комбинатом осуществлялось из центра, до 1991 года научно-исследовательские работы осуществляли в основном закрытые центральные НИИ.

Сотрудничество геологов-политехников с Сибирским химическим комбинатом началось в 1991 году, когда город Томск-7 и сам комбинат были рассекречены и был заключен хоздоговор между СХК и кафедрой гидрогеологии и инженерной геологии под руководством профессора С.Л. Шварцева. С 1992 г. к этому сотрудничеству подключилась кафедра геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых под руководством профессора Л.Я. Ерофеева, а затем в 1998–2002 гг. – НПЦ «Геоцентр» (под руководством Е.В. Черняева), который был тогда подразделением кафедры общей и исторической геологии ТПУ. Несмотря на трудности с финансированием, работы не прекращались благодаря помощи сотрудников службы эксплуатации полигона СХК.

Кафедра гидрогеологии и инженерной геологии и проблемная научно-исследовательская лаборатория гидрогеохимии ТПУ с 1991 по 2002 гг. вели на хоздоговорных условиях с СХК гидрогеологические мониторинговые исследования в зоне санитарной охраны комбината в связи с многолетней промышленной эксплуатацией полигонов подземного и поверхностного хранения жидких радиоактивных отходов (ЖРО).

Основными задачами исследований являлись: 1) независимое гидрогеохимическое опробование скважин наблюдательной сети в зонах санитарной охраны объектов и анализ проб на широкий круг показателей состава и свойств воды; 2) оценка масштабов загрязнения водоносных горизонтов в районах полигонов и поверхностных хранилищ ЖРО; 3) гидрогеохимический прогноз распространения загрязнений в будущем; 4) гидрогеодинамическая и гидрогеоэкологическая оценка безопасности взаимодействия полигонов захоронения и поверхностных хранилищ ЖРО с Северскими и Томским водозаборами подземных вод.

В 1991 г. начинали работу доценты Ю.В. Макушин (отв. исполнитель), М.Б. Букаты, с.н.с. Зуев В.А., м.н.с. А.Ф. Саблин при активном участии заведующей проблемной лабораторией Ю.Г. Копыловой и ее сотрудников Р.Ф. Зарубиной, А.Н. Ефимовой, Н.И. Шердаковой, В.М. Марулевой, Л.Н. Алюниной, Н.А. Трифионовой, Н.Г. Наливайко А.А. Хвощевской. С 1992 года отв. исполнителем хозяйственных работ был доцент А.А. Лукин. К анализу проб были привлечены сотрудники ядерно-физической лаборатории атомного реактора ТПУ Е.Г. Вертман и А.Ф. Судыко.

В результате выполненных исследований были опробованы все наблюдательные скважины зоны санитарной охраны полигонов подземного захоронения и поверхностного хранения ЖРО, а также наблюдательные скважины региональной системы контроля недр (всего около 400 скважин). Уникальность лабораторных исследований проб, выполненных проблемной гидрогеохимической лабораторией, состояла в том, что в них анализировалось порядка двухсот показателей состава и свойств подземных вод. Такой широты изучения качества гидрогеохимической системы на СХК до этого никогда не осуществлялось.

Результаты обработки полученных данных показали, что фронт продвижения радиоактивных отходов от нагнетательных скважин не превысил первые сотни метров и находится в пределах выделенного контура санитарной охраны. Загрязнение подземных вод подстилающих и перекрывающих водоносных горизонтов за счет вертикальных перетоков не установлено.

Наряду с гидрогеохимическими исследованиями для всех водоносных горизонтов в масштабах от 1:10000 до 1:100000 был построен целый ряд гидродинамических, а также морфоструктурно-гидродинамических карт, которые позволили обосновать *два важных положения в оценке экологической безопасности эксплуатации Томского водозабора*: 1) депрессионная воронка от Томского водозабора не проявляется на правом берегу р. Томи; 2) закачанные в недра радиоактивные отходы не могут достигнуть линии эксплуатационных скважин водозабора.

Кроме перечисленных исследований, сотрудники кафедры гидрогеологии и инженерной геологии неоднократно принимали участие в работе экспертных комиссий при проведении экологических экспертиз проектов СХК: в 1996 году (М.Б. Букаты, В.А. Зуев, и А.А. Лукин), когда СХК впервые проходил экологическую экспертизу для получения лицензии на право недропользования в связи с подземным захоронением ЖРО и в 2000–2001 г.г. (С.Л. Шварцев, М.Б. Букаты), когда проходил экологическую экспертизу проект продления эксплуатации действующих полигонов СХК по подземному захоронению ЖРО до 2015 года.

В лицензии, выданной СХК на пятилетнее право недропользования, организацией, ответственной за выполнение гидрогеохимического обследования выборочных наблюдательных скважин была определена проблемная гидрогеохимическая лаборатория ТПУ.

В 1997–99 гг. А.А. Лукин построил карты гидроизогипс водоносного горизонта в неоген-четвертичных отложениях и гидроизопъез палеогенового горизонта для проекта обоснования строительства в районе г. Северска атомной станции теплоснабжения (АСТ-500).

К началу 60-х годов XX века в результате геологических, гидрогеологических и мелкомасштабных геофизических исследований были получены данные, говорящие о том, что в районе полигонов захоронения ЖРО между эксплуатационным горизонтом и водоносным комплексом, используемым для хозяйственно-питьевого водоснабжения городов Северска и Томска, залегают надежные водоупорные и бу-

ферные горизонты. *На этом основании в среде специалистов сформировалось мнение, что из-за достаточно большой мощности водоупоров и отсутствия разрывных нарушений в МZ–KZ отложениях возможность перетоков подземных вод из нижних в верхние горизонты полностью исключена.*

В 1992 году сотрудниками кафедры геофизических методов поисков и разведки МПИ (Е.В. Гусев, Н.Д. Гусева, В.П. Меркулов, С.Ф. Богачев, Г.Г. Зятев, А.А. Никольский, и др.) в санитарно-защитной зоне в районе радиохимического завода и одного из поверхностных хранилищ ЖРО с целью изучения надежности верхнего водоупорного горизонта (водоупор G, к которому здесь относились глины новомихайловской свиты), были проведены геофизические работы, включающие метод ВЭЗ и малоглубинную сейсморазведку методом преломленных волн (МПВ) для прослеживания положения уровня грунтовых вод. Кроме того, были проведены опытно-методические работы сейсморазведкой по четырем профилям для оценки ее возможностей при определении качества водоупорного горизонта.

В результате работ были сделаны выводы, что *в целом отложения водоупорного горизонта являются более глинистыми и однородными, чем перекрывающие их четвертичные рыхлые образования.* Основные морфологические особенности дневного рельефа в сглаженном виде наследуют локальные изменения мощности водоупорных горизонтов. В то же время в качестве наименее надежных участков отмечены три зоны опесчанивания горизонта G (возможные окна фильтрации). С точки зрения известных к тому времени геологических представлений отрицалась возможность наличия разрывных тектонических нарушений в отложениях чехла, хотя отмечалось наличие сквозных окон опесчанивания разреза, так же, как и участков сквозной заглинизированности разреза. Эти окна фиксировались как по данным электроразведки, так и по данным сейсморазведки.

В течение 1995-1997 годов геофизическими работами при тесном сотрудничестве кафедры геофизических методов разведки ТПУ (Е.В. Гусев, А.А. Никольский и др.) с сотрудниками службы эксплуатации полигона (А.А. Зубков, В.А. Сухоруков, А.В. Жуков, А.В. Копаев и др.) решались *задачи оценки качества противофильтрационных экранов и прослеживания ореолов промышленных загрязнений в районе расположения поверхностных хранилищ ЖРО.*

Была разработана и опробована методика и технология оценки состояния противофильтрационных экранов для поверхностных хранилищ жидких промышленных отходов любого типа – обычных, радиоактивных, химически агрессивных и др. На одном из пульпохранилищ выявлена зона протечки глинистого экрана, определено время ее образования и прослежен ореол загрязнения, который за 30 лет распространился на 350 метров.

В июне 1997 года разрозненные геологические силы Сибирского химического комбината объединились в составе нового структурного подразделения – лаборатории геотехнологического мониторинга (ЛГТМ). Это предопределило планомерное, целенаправленное изучение геологической обстановки и ее изменений в районе расположения хранилищ ЖРО.

В 1997 г. сотрудниками института «ТомГЭП» при участии специалистов кафедры геофизических методов разведки (Е.В. Гусев, А.А. Никольский и др.) проведены комплексные площадные геофизические работы с целью микросейсмрайонирования площадки предполагаемого строительства АСТ-500. Комплекс включал в себя малоглубинные ВЭЗы, сейсмозондирования, изучение микросейсм, сейсморазведку для прослеживания структур фундамента и опытные площадные эманацион-

ные измерения для трассирования зон трещиноватости. Работы показали эффективность площадной эманационной съемки для прослеживания субвертикальных зон повышенной проницаемости.

В 1998–99 годах институтом ВНИПИЭТ при участии специалистов кафедры геофизических методов поисков и разведки (Е.В. Гусев, А.А. Никольский и др.) на территории санитарно-защитной зоны СХК проведены профильная эманационная (радон-тороновая) съемка с радиометрией и двухуровневая магнитная съемки с целью изучения зон трещиноватости в верхней части разреза чехла.

По данным эманационной съемки выделены три наиболее крупные геодинамические зоны северо-восточного простирания, однако из-за широкого распространения болот в пределах санитарно-защитной зоны СХК более детальная площадная эманационная съемка оказалась невозможной. Для оценки интенсивности фильтрационных процессов на отдельных аномальных участках было рекомендовано проведение измерений методом естественного электрического поля в режиме изучения этого поля по площади и во времени.

В 1999 году силами НППЦ «Геоцентр» под руководством Е.В. Черняева на основе анализа всех имеющихся геолого-геофизических материалов по району СХК была составлена «Программа геолого-геофизического доизучения площади сочленения полигонов захоронения ЖРО и водозаборов городов Северска и Томска с целью уточнения геологической структуры района» (Е.В. Гусев, О.П. Капишникова, О.В. Колмакова и др.).

Затем, в 2000 году сотрудники НППЦ приступили к реализации составленной программы, однако недостаточное финансирование не позволило реализовать программу в полном объеме. В течение летнего периода на площади санитарно-защитной зоны СХК был выполнен комплекс геолого-геофизических работ, включающий, наряду с геологическими маршрутами, электроразведку, магниторазведку и сейсморазведку.

По данным полевых исследований составлена тектоническая схема района работ, определены наиболее крупные фильтрационные зоны, уточнена морфология поверхности фундамента, выделены тектонические нарушения, проявленные в фундаменте и отложениях чехла. В работе принимали участие сотрудники и студенты нескольких кафедр Института геологии и нефтегазового дела (ныне Институт природных ресурсов) ТПУ (В.Л. Кошкарев, Е.В. Гусев, Н.Д. Гусева, О.В. Колмакова, А.Ф. Саблин, О.П. Капишникова, А.Ю. Седельников и др.).

В 2003 году для решения весьма сложной задачи прослеживания ореола распространения отходов по наблюдениям в обсаженных скважинах был заключен хоздоговор (отв. исп. Ф.Б. Бакирт) с целевым заданием «Разработка и внедрение системы дистанционного мониторинга контура подземного захоронения ЖРО». К этой работе были привлечены также сотрудники СНИИГГиМСа (выпускник кафедры геофизики В.С. Моисеев). Теоретические расчеты показали, что в данной ситуации задача вполне может быть решена. В небольшом объеме проведены полевые опытно-методические работы и получены обнадеживающие результаты.

О НАУЧНОЙ И УЧЕБНОЙ РАБОТЕ КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Колмаков Ю.В.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Дана характеристика главных направлений научной деятельности кафедры геофизики ТПУ и результаты, достигнутые за последние годы. По ее учебно-методической работе приводится информация за последние 5 лет.

Подробное описание этапов становления и развития научных исследований на кафедре геофизики Томского политехнического университета (ранее кафедре геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых Томского политехнического института), а также их результатов в предыдущие периоды между юбилейными конференциями приводится в работах [1, 2, 3]. Выдерживая стиль изложения этих публикаций, характеристика современной работы будет включать в себя главные направления деятельности и результаты, достигнутые за последние годы. В силу того, что конференции свойственна в большей мере научная направленность, то и соотношение подаваемых сведений смещено в сторону научной деятельности кафедры. По ее учебной работе здесь приводится информация только об изменениях, произошедших за последние 5 лет.

В научной сфере сохранились все те же области приложения творческих сил сотрудников кафедры: петрофизика и геофизические поля золоторудных месторождений и залежей углеводородов, и экологическая геофизика.

Петрофизика и геофизические поля золоторудных месторождений

В работах сотрудников кафедры стало уже традицией научного подхода не проводить четких границ между исследованиями по петрофизике месторождений и методике их геофизического изучения. Как правило, проблемные вопросы, касающиеся природы геофизических аномалий и их геологической интерпретации, определяли направление, в котором необходимо развивать петрофизические знания. В свою очередь, результаты, достигнутые в области петрофизики, закладывались в основу разработки методики геофизических исследований.

Руководствуясь таким подходом, детально изучена природа магнитных полей золоторудных минерализованных зон в пологозалегающих структурах на примере месторождения Чертово Корыто (Патомское нагорье) с применением методов палеомагнитного анализа и привлечением результатов исследования тектонической эволюции месторождения. Выявлено, что действие фактора размагничивания привело к магнитной анизотропии пород и выразилось в тесной связи направления намагниченности с ориентировкой систем сульфидных прожилков. Разнонаправленная намагниченность определила структуру магнитного поля, как суперпозицию аномалий от систем сульфидных включений, выполняющих пологие и крутопадающие разрывные нарушения. С пологими дислокациями связаны дорудное минералообразование и главные стадии рудного этапа, а с крутопадающими – поступление растворов и дополнительное концентрирование продуктивной минерализации [4, 5].

Продолжены исследования магнитной неоднородности гранитоидных комплексов в связи со стадийностью процесса гранитизации и рудогенеза [6], для различных золоторудных провинций Сибири показаны геолого-геофизические условия локали-

зации месторождений [7, 8]. Выполнены значительные объемы работ по оценке эффективности метода сопротивлений и вызванной поляризации в модификации электромографии для изучения структурного строения золоторудных полей [9].

На примере месторождения Благодатного (Енисейский кряж) были показаны возможности нового подхода к исследованию аномальных петрофизических комплексов с привлечением современных представлений о физико-химических условиях функционирования гидротермальных минералообразующих систем. Такой подход требует системного рассмотрения аномальных образований и предполагает решение следующих задач: изучение структуры и хронологической последовательности формирования петрофизических неоднородностей; определение и анализ физико-химических условий процессов минералообразования, в результате которых горные породы приобретают или утрачивают аномальные физические свойства; выявление факторов регулирования минеральных реакций, делающих рудогенную систему вариабельной в петрофизическом аспекте; генетическую реконструкцию петрофизической зональности месторождения [10].

Петрофизика и геофизические поля залежей углеводородов

Применительно к провинциям с углеводородными залежами на кафедре была разработана методика реконструкции термодинамического режима формирования потенциально нефтегазоматеринских отложений, прогнозирования очагов нефтегазообразования и зон аккумуляции [11]. Методика включает: геоплотностное моделирование на основе решения обратной задачи гравиметрии в режиме формализованного подбора для сложных блоковослоистых разрезов; геотемпературное моделирование и палеотектонические реконструкции на основе решения прямой и обратной задач геотермии для условий седиментации с учетом палеоклимата и данных лабораторного изучения градаций катагенеза пород, слагающих разрез [3].

По этой методике в ряде регионов был определен геотемпературный режим и намечены зоны нефтегазоаккумуляции: палеогеновых и верхнемеловых отложений Сахалина и Приамурья; юрско-меловых и доюрских комплексов Предъенисейской части Ханты-Мансийского АО и Югорской региональной зоны нефтенакпления [12]. В последние годы по этой методике оценены перспективы обнаружения залежей углеводородов в пределах центральной части и юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [13, 14, 15, 16]. Положительная оценка перспектив углеводородной продуктивности востока Томской области получена и с применением других методик прогнозирования [17, 18].

Проведены исследования, направленные на выявление продуктивных низкоомных коллекторов по геохимическим характеристикам пород с применением методов электрического каротажа и ядерной геофизики [19].

Активное изучение геологического строения нефтегазоносных провинций и накопленные знания по золоторудным месторождениям привели к появлению работ с неразрывной проблематикой образования гигантских месторождений углеводородов и золота [20].

Экологическая геофизика

В 80–90 годах прошлого века на кафедре геофизики (тогда еще кафедра называлась «Кафедра ГМПР») стали развиваться и активно продолжают на сегодняшний день исследования по выявлению неустойчивых оползневых структур сейсмическими методами, с одной стороны, и изучение локальных грунтовых условий с

целью уточнения сейсмической опасности. Здесь можно выделить два направления исследований – выявление тех особенностей поляризации естественного поля микросейсм, которые позволяют делать вывод о вероятном тренде развития гравитационного оползня, и проведение активной сейсморазведки (например, методом преломленных волн). Объектами исследований здесь были и площадки в Северске, и Лагерный сад, и уже возведенные многоэтажные дома (мкр «Солнечный»), и площадки предполагаемого гражданского и промышленного строительства [21, 22, 23, 24].

Совместно с сотрудниками кафедры гидрогеологии были проведены исследования по влиянию непрерывно-прерывистой работы скважин Томского водозабора подземных вод и полигона захоронения жидких радиоактивных отходов Сибирского химического комбината (СХК) на гидродинамические колебания напорного поля. Результаты этих исследований опубликованы в работах [25, 26, 27, 28]. Помимо этих исследований, для СХК разработана методика диагностики герметичности дна открытых бассейнов с жидкими радиоактивными отходами на основе данных электроразведки [29].

В спектре экологических проблем, исследуемых на кафедре, появилось новое направление по решению прямых задач сейсмологии и сейсморазведки. Здесь рассматриваются проблемы очаговой и инженерной сейсмологии, изучаются особенности сейсмических полей в анизотропных и неоднородных средах (трещиноватых, пористых, сложнопостроенных). В основе исследований лежит численное конечно-разностное моделирование в рамках полной системы уравнений механики сплошных сред для тел с трещинами [30, 31, 32]. В настоящее время в стадии завершения находится диссертационная работа Ислямовой Александры Андреевны «Выявление зон повышенной трещиноватости (пористости) в терригенном разрезе по спектральным свойствам сейсмического поля».

По материалам научных исследований за минувшие 5 лет были сделаны обобщения в виде диссертационных работ, три из которых выполнены гражданами дальнего зарубежья.

Докторские диссертации:

1. Мельник Игорь Анатольевич. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС, 2014.
2. Лобова Галина Анатольевна. Нефтегазоносность нижнеюрских и доюрских отложений центральной части и юго-востока Западной Сибири по данным геотермии, 2015.

Кандидатские диссертации:

1. Соколов Степан Витальевич. Петрофизика золотосульфидного оруденения в углеродистых толщах на примере месторождения Чертово Корыто (Патомское нагорье), 2011.
2. Лукин Алексей Анатольевич. Обоснование границ влияния режима работы горнотехнических систем на напорное гидрогеодинамическое поле, 2012.
3. Нгуен Хыу Бинь (Вьетнам). Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр (по данным каротажа), 2013.
4. Мохаммед Атеф Эльсайед Мохаммед (Египет). Исследование возможностей электротомографии при изучении золоторудных месторождений (на примере месторождений Сибири), 2015.

5. Пракойо Феликс Санто (Индонезия). Прогнозирование фаций седиментации и эпигенеза юрско-меловых нефтегазоносных комплексов юго-востока Западной Сибири по геолого-геофизическим данным, 2015.

За последние 5 лет сотрудниками кафедры проделана большая работа для развития образовательной деятельности. Опубликованы новые учебные пособия [33, 34, 35, 36, 37, 38]. В учебный процесс введены две лаборатории, оснащенные современной аппаратурой: лаборатория электромагнитных, ядернофизических методов и петрофизики и лаборатория сейсморазведки и каротажа. Открыты дополнительные годичные курсы профессиональной переквалификации по программам «Геофизические исследования скважин» и «Геолого-технологические исследования скважин».

Литература

1. Ерофеев Л.Я. Об итогах научных работ кафедры геофизических методов поисков и разведки // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 7. – С. 17–20.
2. Нам нет милей геофизических полей... (к 65-летию кафедры геофизики ТПУ). Альманах / под редакцией проф. Ерофеева Л.Я. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 156 с.
3. Геофизические методы при разведке недр / под ред. Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 267 с.
4. Колмаков Ю.В., Соколов С.В., Гусев Е.В. Геодинамические условия образования месторождений золота в Патомском нагорье, Восточная Сибирь: фактор их проявления в аномалиях магнитного поля // Отечественная геология. – № 4. – 2010. – С. 8–14.
5. Соколов С.В., Колмаков Ю.В., Гусев Е.В. Тектоническая обусловленность распределения сульфидной минерализации и магнитной анизотропии пород на золоторудном месторождении Чертово Корыто, Восточная Сибирь // Разведка и охрана недр. – № 12. – 2011. – С. 19–26.
6. Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н. Определение генезиса и тектонической структуры интрузивных тел по их магнетизму // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 18–22.
7. Орехов А.Н. Физико-геологическое моделирование как основа интерпретации геофизических данных // Руды и металлы. – 2011. – № 3–4. – С. 131–132.
8. Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н. Геофизические и петрофизические исследования малосульфидных кварцево-жильных месторождений золота Сибири // Геофизика. – 2014. – № 3. – С. 56–61.
9. Мохаммед М., Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н. О результативности метода сопротивлений и вызванной поляризации в варианте электротомографии в условиях Бодайбинского золоторудного района // Известия ТПУ. – 2014 – Т. 325 – № 1. – С. 42–49.
10. Колмаков Ю.В. Золото-сульфидное месторождение Благодатное (Енисейский край, Россия): природа геофизических аномалий, последовательность и причины образования петрофизической зональности // Геология и геофизика. 2014. – Т. 55. – № 11. – С. 1667–1681.
11. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.

12. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии: монография. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
13. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы тургорских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Вестник Пермского университета. Геология. – 2011. – № 3 – С. 70–77.
14. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы баженских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия ТПУ. – 2012. – Т. 321 – № 1. – С. 122–128.
15. Исаев В.И. Термическая история и локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Вестник Российской академии естественных наук. Западно-Сибирское отделение. – 2012. – Вып. 14 – С. 69–78.
16. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
17. Ростовцев В.В., Ростовцев В.Н. Оценка нефтегазоносности востока Томской области // Газовая промышленность. – 2013. – № 7. – С. 18–20.
18. Ростовцев В.В., Ростовцев В.Н. Два подхода к оценке нефтегазоносности – два разных результата // Геология нефти и газа. – 2013. – № 4. – С. 65–70.
19. Мельник И.А., Ерофеев Л.Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 3. – С. 46–50.
20. Номоконова Г.Г., Колмаков А.Ю. Углеродистые породы месторождений золота и нефти: радиогеохимическая специализация // Развитие минерально-сырьевой базы Сибири: от Обручева В.А., Усова М.А., Урванцева Н.Н. до наших дней: материалы Всероссийского форума с международным участием. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 405–409.
21. Забродина Н.А., Гусев Е.В., Ткаченко Л.Н. Закономерности формирования оползневых цирков на правом берегу р. Томи в г. Томске // Геофизические методы при разведке недр / под ред. Л.Я. Ерофеева, В.И. Исаева – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 267 с.
22. Никольский А.А. Определение параметров поляризации PS- и SS-волн в гиротропно-анизотропных средах // Упругие волны в гиротропных и анизотропных средах. – Новосибирск: СО «Наука», 1993. – С. 127–147.
23. Никольский А.А., Меркулов В.П., Зятев Г.Г. Оценка динамических воздействий на здания и сооружения в условиях городских территорий // Геологические проблемы урбанизированных территорий. – Томск: ТГАСУ, 1999. – С. 78–87.
24. Меркулов В.П., Зятев Г.Г., Никольский А.А. Методика изучения и прогнозирования оползневых процессов комплексом геофизических методов // Геофизические методы при разведке недр и экологических исследованиях. – Томск: Изд-во ТПУ, 1996. – С. 109–120.
25. Лукин А.А., Букаты М.Б., Зубков А.А., Гусев Е.В., Лукин Ал. Ан. Выявление и использование волновых характеристик в напорном поле при обосновании границ гидродинамического влияния горнотехнических систем // Известия вузов. Геология и разведка. – 2008. – № 1. – С. 35–41.
26. Лукин Ал. Ан. Оценка гидродинамического влияния режима эксплуатации скважин на основе статистических флуктуаций // Известия ТПУ. – 2012. – № 1. – С. 146–151.

27. Заведий Т.Ю., Ерофеев Л.Я. Аналитическое описание затухания установившегося волнового гидрогеодинамического процесса в напорном пласте с перетеканием // Известия ТПУ. – 2012 – Т. 321. – № 1. – С. 84–88.
28. Лукин Ал.Ан. Гидрогеосейсмическая методика оценки границ влияния ГТС. – Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG, 2012. – 100 с.
29. Гусев Е.В., Ерофеев Л.Я., Сухоруков В.А. Возможности геофизического мониторинга открытых хранилищ жидких промышленных отходов // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. 2. – Томск: ПЦ «ГалаПресс», 2000. – С. 466-469.
30. Немирович-Данченко М.М. Возможности обнаружения множественной трещиноватости сплошной среды на основе оценки спектральной плотности энергии отраженного сигнала // Физическая мезомеханика. – 2013 – Т. 16. – № 1. – С. 105–110.
31. Немирович-Данченко М.М., Шатская А.А. Численное моделирование влияния трещиноватости пласта на амплитудный спектр сейсмического сигнала // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2013 – Т. 2. – № 2. – С. 141–144.
32. Немирович-Данченко М.М., Ислямова (Шатская) А.А. Численное моделирование распространения сейсмических волн в среде, содержащей одиночную пору или пористый слой // Физическая мезомеханика. – 2015 – Т. 18. – № 3. – С. 101–104.
33. Ерофеев Л.Я., Номоконова Г.Г. Геофизические методы исследования месторождений урана: учебное пособие. – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 105 с.
34. Резяпов Г.И. Сейсморазведка: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 310 с.
35. Номоконова Г.Г. Физика Земли: учебное пособие. – 2-ое изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 109 с.
36. Номоконова Г.Г. Петрофизика коллекторов нефти и газа: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 158 с.
37. Гусев Е.В. Методы полевой геофизики: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 215 с.
38. Бурков Ф.А., Исаев В.И. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 86 с.

ГЕОФИЗИКИ-ТОМИЧИ: ИССЛЕДОВАНИЯ И ОЦЕНКА ЕНИСЕЙСКОЙ МЕТАЛЛОГЕНИЧЕСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Токарев П.В., Иголкин В.И., Бакиит Ф.Б.

Сибирский федеральный университет, Красноярск

Горевское свинцово-цинковое месторождение, второе в мире по объему запасов металлов, входит в уникальную Енисейскую металлогеническую провинцию. Комплексное изучение этих уникальных объектов в 1959–2002 гг. выполняли 20 выпускников кафедры геофизики ТПУ. Геофизиками сделан успешный прогноз 70 % будущих запасов месторождения и обоснованы прогнозные ресурсы новой провинции, в 30 раз превышающие ныне известные запасы месторождения.

Введение

Енисейская металлогеническая провинция занимает обширную площадь Ангарского рудного района и прилегающих рудных узлов. Крупнейший её объект – Горевское месторождение свинцово-цинковых руд, открытое геологом-томичом Ю.А. Глазыриным (1956).

В изучении уникального по многим параметрам Горевского месторождения (Енисейский кряж) и прилегающей площади принимали самое деятельное участие преимущественно питомцы ГРФ ТПИ, в том числе выпускники кафедры геофизических методов поисков и разведки МПИ разных лет – 1951 г. (Шишов И.В.), 1952 г. (Семёнов Б.Г.), 1953 г. (Михнёнок М.И.), 1954 г. (Селенин А.Д.), 1955 г. – (Грачёв Г.С), 1956 г. (Бакиит Ф.Б., Токарев П.В., Шанин А.И., Шанина (Ясюкевич) А.И., 1957 г. (Иголкин В.И., Лола Б.В., Одегов В.А.), 1960 г. (Климов А.Е.), 1961 г. (Самков В.В.), 1963 г. (Гибдуллин Р.Ф., Мукомело С.И.), 1966 г. (Князев В.А.), 1980 г. (Токарева Т.Ф.).

Геофизические работы по оценке месторождения (1959–1963 гг.)

Весной 1959 года Северо-Енисейская геофизическая экспедиция Красноярского геологического управления специально для исследования района Горевского месторождения создаёт Рудиковскую геофизическую партию (начальник партии Г.С. Грачёв, позже главный инженер экспедиции, техрук А.Д. Селенин, начальник отряда В.И. Иголкин,) и направляет её в помощь разведочным работам по оценке флангов разведываемого месторождения. Комплексом геофизических и геохимических методов в масштабе 1:25 000 была покрыта значительная площадь по периферии разведываемого месторождения. Проводили магниторазведку с магнитометрами М-2, электроразведку с потенциометром ЭП-1 методами ВЭЗ, профилирования, естественного поля, ИЖ (искатель жил), металлометрию.

Осенью 1959 г. были завезены и построены разборные балки. С наступлением зимы работы были продолжены (начальник отряда томич Е.Ф. Чудов). С этого времени геофизические работы так же, как и геологоразведочные, велись круглый год, причём в зимний период упор делался на площадь, занятую рекой, для этого на льду ежегодно разбивался пикетаж, который каждой весной вместе со льдом уплывал по течению. Даже КП (контрольный пункт) для привязки магниторазведочных наблюдений был устроен на ледяном поле. Геофизическими работами в помощь геологоразведочным были определены общие контуры месторождения и выявлены перспективные аномальные участки на его флангах, в том числе в русле реки.

В январе 1960 г. на базе геологоразведочной партии была образована Стрелковская геологоразведочная экспедиция (начальник М.Л. Шерман, главный геолог А.Т. Стеблева). Были привлечены сотрудники ЦНИГРИ, МГУ.

Геофизическая партия приступила к детализации выявленных аномальных участков в масштабе 1:10 000 и до 1:2000. По мере увеличения объёмов работ Рудиковская партия усиливалась всё новыми специалистами. Из томичей электроразведку вёл В.И. Иголкин, интерпретацию ВЭЗ осуществляла А.И. Шанина, начальниками партии были Б.Г. Семёнов, позже Б.В. Лола.

За годы разведки Горевку посетило множество посланцев различных НИИ, главным образом, Москвы (ЦНИГРИ, трест «Угленефтеразведка», МГУ) с методами заряда, амплитудно-фазовых измерений, радиокип и др., которые привозили с собой новейшую геофизическую аппаратуру, методики работы, выясняли их методические возможности. Благодаря этому, местными геофизиками совместно с приезжими на Горевском месторождении, как на хорошем полигоне, были опробованы буквально все методы электроразведки, соответствующие геолого-геофизическим условиям исследуемого объекта.

В 1960 г. комплексом геофизических методов в русле р. Ангары к северо-западу от разбуриваемого Главного и Восточного рудных тел был выделен крупный аномальный участок, который геофизиками Рудиковской партии был определён как рудный и рекомендован для бурения. Организация буровых работ здесь долго затягивалась, в конечном итоге участок был разбурен, и на его площади было локализовано Северо-Западное рудное тело с запасами, хорошо подтверждающими прогноз геофизиков.

С помощью комплекса методов гравитационной вариометрии, электроразведки и магниторазведки решались задачи структурной геологии, способствующие правильному построению геологического разреза (уверенно картировались зоны тектонических нарушений, вырисовывались зоны окolorудного выщелачивания).

В целом геофизические материалы к 1962 году позволили увеличить известную до того площадь месторождения более, чем на 70 %. Эти прогнозы впоследствии блестяще подтвердились геологическими данными. А потенциал всего рудного поля, оцениваемый по геофизическим данным, далеко ещё не исчерпан и сейчас.

Бурение скважин систематически сопровождалось каротажными работами, работал каротажный отряд (П.И. Романов), позже – каротажная партия (начальник партии томич С.Н. Назаренко, позже А.А. Барановский, А.Я. Пастушенко). Сколько возни требует устройство зондов, их герметизация, знают только каротажники. Да и время работы у них неудобное – чаще всего ночью – в перерыве между сменами буровиков. Зато какие сведения извлекают они из своих бесконечных диаграмм – точная привязка рудных подсечений по глубине составляет основу при построении геологических разрезов и далее при подсчёте запасов.

Как основа геофизической интерпретации, Рудиковской партией был выполнен в 1961 г. огромный объём работ по изучению физических свойств (плотность, магнитные свойства пород и руд месторождения по керну скважин – В.Ф. Лебедев, В.Г. Иголкина). Опираясь на эти данные, были рассчитаны разрезы по ряду пересечений С–З рудного тела, отрисованы не только рудные тела, но и зоны окolorудного выщелачивания, что оказывало помощь геологам в выборе технологии бурения и заложения скважин.

Постоянную и всестороннюю помощь в организации геофизических работ, в методическом отношении, оказывало руководство Северо-Енисейской геофизической экспедиции (начальник М.И. Михнёнок, главный инженер А.И. Шанин, позже Г.С. Грачёв, главный геолог А.Ф. Кривчиков).

Геофизические работы в период разведки месторождения постоянно курировала старший геофизик Красноярского геологического управления томичка М.А. Заблочная, незаурядный специалист, она всё содержание своей жизни сосредоточила на вопросах рудной геофизики.

В 1963 г. геологоразведочные работы по оценке месторождения были закончены. В 1960, 1961, 1962 гг. Б.В. Лола провёл полевые работы на прилегающих к Горевке площадях и в междуречьи Ангары – Сухого Пита и написал сводный окончательный отчёт о геофизических работах на Горевском месторождении и его флангах за 5 лет и раздел о геофизических работах на месторождении в отчёт М.Л. Шермана по подсчёту запасов в ГКЗ по Горевке.

Горнопромышленные геофизические работы

Горевское месторождение, как действующий объект Минцветмета СССР, было в поле внимания геофизиков НПО «Сибцветметавтоматика» (зав. отделом геофизики В.Ф. Лебедев, зав. сектором опытно-методических работ В.И. Иголкин). Здесь проводились полевые испытания аппаратуры «Лазурит» (В.А. Князев), «Пирит», отработка методики точечного электрического зондирования в модификации вызванной поляризации (ТЗ-ВП) с обработкой материалов на ЭВМ (В.Г. Иголкина) под кураторством Ленинградского госуниверситета (В.А. Комаров, Л.А. Хлопонина) для получения объёмных геоэлектрических моделей рудных зон. В результате была построена прогнозная крупномасштабная объёмная модель месторождения с расположением рудных зон в пространстве на глубину ближайших эксплуатационных горизонтов. Геофизические данные наряду с данными опробования использовались при эксплуатационных работах на опытно-промышленном участке. Полученные материалы были включены в отчёт о крупномасштабных геофизических исследованиях КНИИГиМС.

В 1977–88 гг. Красноярский институт КНИИГиМС (Ф.Б. Бакшт) совместно с НПО «Сибцветметавтоматика» (В.И. Иголкин, В.Г. Иголкина) и Комплексной тематической экспедиции КГУ (В.А. Ерема) испытывают в карьере обширный комплекс крупномасштабных (1:2000) геофизических исследований для оптимизации методики применения геофизических методов по выявлению и картированию зон, контролирующего полиметаллическое оруденение на месторождении и на всём Енисейском кряже. Была показана возможность применения геофизики в качестве способа минимизации затрат на детальное промышленно-эксплуатационное картирование в условиях рудника. Одновременно были выполнены биогеофизические наблюдения, или лозоходство (В.Г. Прохоров, А.А. Григорьев), которые показали хорошую сходимость с геофизическими данными и возможность применения этого метода для поисков руд горевского типа.

В настоящее время Горевское месторождение – второе по величине в мире, крупнейшее на Евразийском континенте. На его базе работает крупнейшее в России, одно из ведущих, предприятие горно-рудной отрасли.

В 1976–84 гг. КНИИГиМС (Ф.Б. Бакшт) проводил исследования по связям между геофизическими и другими признаками геологических систем, а в 1984–1987 гг. по оптимизации комплекса электроразведочных методов для выявления зон, контролирующего полиметаллическое оруденение Енисейского кряжа.

Важным этапом в исследовании месторождения было выполнение в 1974 г. аэромагнитной съёмки масштаба 1:25000 с квантовой аппаратурой КАМ-28. Было выявлено до двух десятков перспективных аномалий.

В 1975 г. на площади 400 кв. км. в пределах площади аэромагнитной съёмки, включая Горевское месторождение, была выполнена гравиметрическая съёмка масштаба

1:50000 с участием С.В. Мукомело, и на ряде перспективных аномалий были сделаны детальные геофизические работы. Одна из аномалий была признана бесперспективной, на второй – по данным ранее пробуренных скважин было установлено, что они вскрыли эндогенный ореол и верхушки рудных тел. По этим данным П.В. Токаревым были подсчитаны прогнозные ресурсы участка в количестве 3.1 условных единиц (за условную единицу приняты запасы Северо-Западного рудного тела (СЗРТ). На третьей аномалии мелким бурением была выделена зона эндогенного ореола, а глубокая скважина на глубине 420 м вскрыла 7 м руды с промышленными содержаниями. Методом заряда от этого подсечения предполагаемая рудная зона и эндогенный ореол прослежены по простиранию более чем на 1,5 км. Всего по трём аномальным зонам прогнозные ресурсы (П.В. Токарев) составляют 15 условных единиц СЗРТ.

В 1976 г. в районе Горевского рудного узла проведены комплексные геофизические работы с участием Р.Ф. Гибадуллина. Необходимо отметить, что Р.Ф. Гибадуллин, начав свою трудовую биографию в Рудиковской геофизической партии ещё техником-геофизиком, был направлен руководством Северо-Енисейской геофизической экспедиции на учёбу в Томский политехнический институт. За время учёбы и после окончания института принимал участие буквально во всех геофизических исследованиях Горевского месторождения и прилегающих площадей.

В 1986 г. впервые в СССР для месторождений такого типа А.Г. Овечкиной и Т.Ф. Токаревой была применена методика интерпретации, позволившая увеличить прогнозные ресурсы СЗРТ в 3.2 раза, что составляет 1 миллион тонн металла.

Поскольку для оценки перспектив исследуемого объекта проведенных геофизических исследований оказалось недостаточно, в весенний период 1986 г. была проведена маршрутная аэромагнитная съёмка прибором ЯМП-3 и сопутствующие наземные магниторазведочные работы.

В 1987–88 гг. выполнен комплекс детальных геофизических работ на Картичном рудопроявлении (юго-восточный фланг Горевского месторождения). В результате были подсчитаны прогнозные ресурсы (А.Е. Климов) в количестве 3,9 усл. ед.

Заключение

Проведенные геофизические исследования в пределах Горевского месторождения позволили более определённо говорить о гидротермально-метасоматическом генезисе месторождения и, с этих позиций, более определённо выделять перспективные участки.

Таким образом, прогнозные участки Горевского месторождения, Картичного рудопроявления и других только предварительно исследованных аномалий составляют около 30 усл. ед. СЗРТ. Переходя к абсолютным цифрам, это 30 миллионов тонн металла!

К юго-востоку от месторождения, на простирании Горевского разлома, остаётся ещё порядка полутора десятков недооценённых аномалий магнитного поля. В 2002 г. В.В. Самковым при построении схемы плотности линеаментов для Южно-Горевской площади (по материалам магнитной и гравитационной съёмки) выделено 10 перспективных в структурно-тектоническом отношении аномалий интенсивностью более 8 единиц, из которых наиболее интенсивная соответствует Горевскому месторождению.

Всё сказанное позволяет уверенно утверждать наличие в нижнем течении Ангары крупнейшей в мире по запасам полиметаллической провинции горевского типа, в открытии и изучении которой геофизики-томичи сыграли большую роль.

**КАФЕДРА ГЕОФИЗИКИ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА
ИМ. М.К. АММОСОВА – СТАНОВЛЕНИЕ, РАЗВИТИЕ И ПОДГОТОВКА КАДРОВ**

Кычкин В.А., Дубровная Н.П.

ФГАОУ ВПО «Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова»,
Якутск, Республика Саха (Якутия)

За 34 года деятельности кафедры, как выпускающей, дипломы получили более 400 студентов, которые трудятся во всех районах Республики, а также на горно-геологических и нефтедобывающих предприятиях Тюменской области, Хабаровского края и Камчатки. В настоящее время на кафедре обучается 80 студентов. Разворот геолого-геофизических работ в Якутии будет обеспечен выпускниками кафедры геофизики.

Исследования по международным геофизическим программам конца 50-х годов стимулировали развитие геофизической науки в стране, что послужило прологом **открытию в 1974 г. кафедры геофизики в Якутском государственном университете**. Приказом Министерства высшего и среднего образования РСФСР №263 от 22.05.74 года на инженерно-техническом факультете открыта кафедра «Геофизические методы и техника разведки МПИ», которую возглавил совместитель, старший научный сотрудник Института мерзлотоведения ЯНЦ СО АН СССР, д.г.-м.н. *Якупов Виль Сайдельевич*. Преподавательский состав созданной кафедры: старший преподаватель, к.г.-м.н. Штех Г.И., доцент, к.т.н. Скрябин Р.М., старший преподаватель Туласынов Б.Н., совместитель – старший преподаватель, к.г.-м.н. Балакшин Г.Д. – главный геофизик ПГО «Якутскгеология» обеспечивали преподавание геофизических методов и технологии бурения скважин для студентов геологических специальностей.

В 1977–1982 г.г. на должность заведующего кафедрой был избран доцент кафедры, к.т.н. *Скрябин Рево Миронович*. Возросшие масштабы геологоразведочных работ в Якутии, большая роль геофизических методов в открытии новых месторождений стимулировали открытие специальности прикладная и разведочная геофизика. **С 1981 года «Геофизические методы и техника разведки МПИ» инженерно-технического факультета стала выпускающей**. Первые наборы студентов состояли из двух групп, по 25 человек в каждой, так как практически при каждой геологоразведочной экспедиции ПГО «Якутскгеология» были организованы геофизические партии и требовалось большое количество специалистов – геофизиков.

В 1981 году был открыт набор студентов на новую специальность – прикладная и разведочная геофизика, в связи с этим кафедра стала выпускающей. Обусловлено это было возросшими масштабами геологоразведочных работ в Якутии, большой ролью геофизических методов в открытии новых месторождений. Заведующим кафедрой избран старший преподаватель кафедры «Геофизические методы и техника разведки МПИ», к.г.-м.н. *Штех Геннадий Иосифович*. Учебный процесс по геофизическим дисциплинам по факультету обеспечивают приглашенные совместители: профессор, д.г.-м.н. Якупов В.С., с.н.с. Института мерзлотоведения ЯНЦ СО АН СССР, к.г.-м.н. Ним Ю.А., начальник партии Якутской поисково-съёмочной экспедиции, к.г.-м.н. Стогний В.В., главный геофизик ПГО «Якутскгеология» к.г.-м.н. Балакшин Г.Д., старший геофизик ПГО «Якутскгеология» Статива А.С.

В 1984 году кафедра выделяется в самостоятельную кафедру «Геофизические методы поисков и разведки МПИ», на должность заведующего кафедрой был приглашен доцент кафедры геофизики Томского государственного университета, доцент, к.г.-м.н. *Новиков Иван Павлович* (1984-1994г.г). Первый выпуск горных инженеров-геофизиков состоялся в 1986 г. С приходом на кафедру в 1986 г. главного геофизика «Ленанефтегазгеология», к.г.-м.н. Бубнова Алексея Владимировича на кафедре открывается направление по подготовке специалистов промышленной нефтегазгеофизики – «Геофизические исследования скважин».



Государственная экзаменационная комиссия перед началом защиты дипломных проектов (фото 2010 г.). Слева направо: Уаров В.Ф. – к. г.-м. н., профессор, Лауреат госпремии РС(Я); Берзин А.Г. – д.г.-м. н., профессор, почетный работник высшего образования РФ; Павлов А.Г. – к. г.-м. н., доцент; Слепцов С. – ведущий геофизик АК «Алроса»; Шарова А.М. – к. г.-м. н., доцент; Колтин А.Н. – Генеральный директор ОАО «Якутскгеология», сопредседатель ГЭК; Севостьянов С.Ю. – гл. геолог ОАО «Якутскгеофизика»; Балакишин Г.Д. – к. г.-м. н., заслуженный геолог РС (Я), Лауреат премии СМ СССР; Соловьев Е.Э. – к. г.-м. н., доцент, зав. кафедрой; Ситников В.С. – д.г.-м. н., профессор, заслуженный геолог РС (Я), председатель ГЭК

Одновременно с учебным процессом сотрудниками кафедры продолжается научно-исследовательская работа в лаборатории ПНИЛЗ по прогнозу землетрясений (научный руководитель Новиков И.П.), работы по госзаказу по программе «ЭЛАС» (научный руководитель Стогний В.В.); по интерпретации гравитационных и магнитных аномалий (ответственный исполнитель Шарова А.М.); по нефтяной геофизике (научный руководитель Бубнов А.В.); сейсморазведке (научный руководитель Уаров В.Ф.); ядерной геофизике (ответственный исполнитель Дегтярев С.И.). В это время готовится к печати сборники статей кафедры «Геофизические исследования Якутии».

Кафедра продолжает привлекать ведущих специалистов, имеющих ученые степени и большой практический опыт работ на производстве. В 1989 г. на кафедру приходит главный геофизик треста «Якутскгеофизика» к.т.н. Берзин Анатолий Ге-

оргиевич. Становится возможным расширить перечень преподаваемых дисциплин и ввести, наряду с рудной, специализацию «Нефтегазовая разведочная геофизика». В 1995 году состоялся первый выпуск инженеров-геофизиков по этой специализации.

В январе 1998 года заведующим кафедрой был избран *В.Ю. Фридовский*, доктор г.-м. наук (1998-2003г.г.). В 1999 году на кафедру был приглашен Валерий Сулейманович Имаев – д.г.-м.н., академик АН РС(Я) с курсом лекций по «геотектонике». В штат кафедры приходит профессор, д.г.-м.н. Ю.А.Ним. В эти годы защищены 2 докторские диссертации (В.Ю. Фридовский, В.В. Стогний). В последующем становится кандидатом наук Шарова А.М. (2000 г.) и защищает в МГУ докторскую диссертацию Берзин А.Г на тему: «Структуры и нефтегазоносность Вилюйской синеклизы и прилегающей части Предверхоянского прогиба» и становится профессором кафедры (2002 г.).

Сотрудниками кафедры проводятся научные исследования следующих направлений: изучение сейсмоструктуры Якутии (В.С. Имаев), разработка теоретических основ и новых технологий создания физико-геологических моделей рудных месторождений (В.Ю. Фридовский, В.В. Стогний); изучение тектоносферы Якутии (В.В. Стогний, В.Ф. Уаров); разработка новых методик геофизических исследований криолитозоны (Ю.А. Ним); разработка физико-геологических моделей нефтегазовых месторождений Западной Якутии (А.Г. Берзин-руководитель, Алексеев Ф.Н. – Томский политехнический институт, А.В. Бубнов, А.М. Шарова).

Отметим, что *исследования по нефтегазовой тематике* в эти годы проводились в тесном содружестве с Томским политехническим институтом (д.г.-м. наук Алексеев Ф.Н.) и связаны с углубленным изучением геологического строения и перспектив открытия новых месторождений углеводородного сырья на территории «старой» Вилюйской НГО. Геологоразведочные работы на ней свернуты в середине 80-х из-за исчерпания фонда подготовленных структур и переориентированы на изучение древних толщ раннего палеозоя и позднего докембрия юго-запада республики. Проведенными исследованиями уточнены существующие и обоснованы новые представления о геологическом строении, геологическом развитии и нефтегазоносности территорий ВНГО.

Сотрудники кафедры активно участвуют в научно-методических конференциях – от университетских и всероссийских до международных (Франция). Кафедра выходит на международное сотрудничество (2000 г.). В 2003 г. кафедру возглавил профессор, д.г.-м.н. *Ним Ю.А.* (2003–2008 г.г.). Кафедра продолжает наращивать свой научный потенциал. В 2004 г. аспирант Соловьёв Е.Э. защитил кандидатскую диссертацию. Кафедра обеспечивает преподавание по 41 дисциплине и выпускает специалистов по 2-м специальностям «Рудная геофизика» и «Нефтегазовая разведочная геофизика».

В рамках воспитательных мероприятий студенты кафедры являются многократными победителями и призерами спартакиад ГРФ ГГИ, участниками спортивных соревнований ЯГУ, Республики, участниками и призерами конкурсов культурно-массовых мероприятий.

Кафедра геофизики гордится своими выпускниками, нашедшими себя в полученной специальности: Собакин П.Н. – уроженец Усть-Алданского района, выпускник 1990 года, защитил в 1998 году диссертацию кандидата биологических наук по профилю ядерной безопасности; Прибытков Э.М. – выпускник 1995 года, старший инженер–геофизик Транснациональной компании «Шлюмберже»; Стогний В.В. – выпускник 1997 года защитил диссертацию к.т.н. и работает ведущим геофизиком в

Ботуобинской экспедиции АК «АЛРОСА»; Бекренев К.А. – выпускник 1989 года, начальник инженерно-технической партии ГУП ЯПСЭ. Рядом с ним трудятся Слепцов А.П. – геофизик I категории и Камбалин О.С. – геофизик II – категории.

Ведущими специалистами ВЦ «Сахаинформ» являются Кузина Е.Н. и Григорьева И.В. В АО «Якутскгеофизика» успешно трудятся Д.В.Черных, О.П. Санников, С.А. Попов, В.К. Андреев. В Институте проблем нефти и газа работают Мироненко В. и Герасимов И.А. Специалистом «Службы анализа и инвестиций» ИФ «Сахаинвест» является выпускник 1997 года Матвеев С.В. В Комитете по драгоценным металлам работают 15 выпускников кафедры.

Значимым событием для кафедры явилось согласие ОАО «Сургутнефтегаз» принять на *производственную практику* в 2005 г. первых 2-х наших геофизиков – нефтяников в трест «Сургутнефтегеофизика», специализирующийся на проведении ГИС в разведочных и эксплуатационных скважинах на месторождениях Западной и Восточной Сибири, с последующим их трудоустройством. В 2006 г. первыми, принятыми на работу в ОАО «Сургутнефтегаз», были выпускники Еремеев Д.А. и Кожевников А.С. В последующие годы ситуация с прохождением практик и поступлением наших выпускников в компанию стабилизировалась и к настоящему времени в ней работают 20 выпускников кафедры.

В 2008 году коллектив кафедры единогласно выдвинул на должность заведующего своего выпускника к.г.-м. н. *Соловьева Е.Э.*

Сотрудники кафедры принимают активное участие в проведении научно-исследовательских работах по Государственному заказу, а также федеральному контракту. С 2010 г. по 2012 г. были проведены комплексные геофизические исследования ограждающей дамбы хвостохранилища обогатительной фабрики № 3 АК «АЛРОСА» (ОАО) в рамках реализации проекта «Создание комплексной экологически безопасной инновационной технологии добычи и переработки алмазоносных руд в условиях Крайнего Севера», выполняемого АК «АЛРОСА» (ОАО) и Северо-Восточным федеральным университетом им. М.К. Аммосова по Постановлению Правительства РФ от 9 апреля 2010 года № 218 «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских высших учебных заведений и организаций, реализующих комплексные проекты по созданию высокотехнологичного производства». По результатам исследований в АК «АЛРОСА» (ОАО) внедрена система геофизического мониторинга за безопасной эксплуатацией и состоянием гидротехнических сооружений.

С 1981 года профессорско-преподавательским составом кафедры издано: 8 коллективных монографий, более 40 учебных пособий (из них утвержденных 13), опубликовано около 600 статей.

За время существования кафедры были разработаны программы по учебным практикам, которые проводятся на пригородном полигоне г. Якутска. Большую помощь в проведении практик оказывает предприятие ГУП РС (Я) ЯПСЭ, специалисты которого свой производственный опыт передают нашим студентам.

На хорошем уровне налажено проведение производственных практик, имеются методические пособия для студентов, поддерживаются контакты с предприятиями и научными институтами Республики и других регионов: ГУП РС (Я) «Якутская поисково-съёмочная экспедиция», АО «Ленанефтегаз», ИГА и БМ СО РАН, ГУП РС (Я) «Алдангеология», АО «Якутскгеофизика», ГУП РС(Я) «Янгеология», ГУПГП «Восточно-Якутское», ПГО «Тюменьпромгеофизика», АЛРОСА, Амакинская экспедиция, ОАО «Сургутнефтегаз».

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕОРИЯ МЕТОДОВ, МЕТОДИКА, РЕГИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ 3

<i>Бембель Р.М.</i> Геофизические исследования при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов	3
<i>Блох Ю.И., Бондаренко В.И., Долгаль А.С., Новикова П.Н., Рашидов В.А., Трусов А.А.</i> Комплексные исследования подводных вулканических структур курильской островной дуги.....	7
<i>Бычков С.Г.</i> Томографические трансформации геопотенциальных полей и их геологическая интерпретация	11
<i>Долгаль А.С.</i> Интерпретация гравитационных аномалий на основе анализа множества допустимых решений обратной задачи	15
<i>Дьячков Б.А., Кузьмина О.Н., Ойцева Т.А.</i> Геолого-геофизические критерии прогноза рудоносных структур Восточного Казахстана.....	19
<i>Ерофеев Л.Я., Орехов А.Н., Шарафиев Д.М., Шарафиев И.М.</i> О геофизических критериях золотоносности Васильевского узла (Бодайбинский район, Иркутская область).....	23
<i>Исаев В.И., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н.</i> Методика экспресс-районирования материнских отложений по плотности ресурсов генерированной нефти	27
<i>Ислямова А.А.</i> Сопоставление некоторых результатов физического и компьютерного моделирования сейсмических волновых полей в трещиноватых (пористых) горных породах.....	33
<i>Коржов Ю.В., Кузина М.Я., Исаев В.И., Лобова Г.А.</i> Геохимическое обоснование концепции «юрского источника» залежей УВ доюрского комплекса центральной части Западной Сибири.....	38
<i>Мельник И.А.</i> К вопросу о результатах статистической интерпретации материалов ГИС.....	42
<i>Мельникова Н.А., Немирович-Данченко М.М., Ислямова А.А.</i> Построение волновых фронтов в анизотропных средах.....	45
<i>Митюнина И.Ю., Бычков С.Г.</i> Создание модели верхней части разреза по комплексу геофизических методов	48
<i>Петрищевский А.М.</i> Реология литосферы Австралийского континента в геофизических моделях.....	52
<i>Полетаев А.В., Полетаева Е.В.</i> Газогидраты глубоководной части Южного Каспия	56
<i>Пятаков Ю.В.</i> Алгоритм расчета температурного поля трехмерной неоднородной среды в условиях седиментации.....	60
<i>Пятаков Ю.В., Косыгин В.Ю.</i> Решение задачи динамики сильно вязкой несжимаемой неоднородной среды и его приложение к моделированию геодинамического состояния тектоносферы Земли.....	65

<i>Развозжаева Е.П.</i> Сейсмостратиграфия Алдано-Майского прогиба (юго-восток Сибирской платформы).....	69
<i>Фахрутдинов Е.Г., Борисов А.С., Боровский М.Я.</i> Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части геологического разреза платформенных территорий	73
ГЕОФИЗИКА И ГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОВИНЦИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	77
<i>Абетов А.Е., Абетова С.А.</i> Динамика реализации генетического потенциала продуктивности органического вещества верхнепалеозойских отложений Устюрта.....	77
<i>Алеева А.О.</i> Геофизические особенности верхнеюрского разреза месторождений углеводородов Томской области.....	82
<i>Берзин С.А., Берзин А.Г.</i> Флюидодинамическая парадигма и поиск новых месторождений углеводородов на юго-западе Якутии	86
<i>Борисенко Г.Т., Исагалиева А.К.</i> Оценка геофизических параметров и коллекторских свойств пород по данным ГИС (Южно-Тургайская впадина).....	91
<i>Бурков Ф.А.</i> Баженовская свита – ключ к решению геолого-генетических проблем нефтяных месторождений.....	95
<i>Власова А.В.</i> Районирование нефтегазоносности пласта Ю ₁₅ Нюрольской мегавпадины (на основе результатов палеотемпературного моделирования).....	99
<i>Гаврилов М.Н., Гаврилова А.С.</i> Разделение добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях нефти с учетом данных беспакерного расходомера.....	102
<i>Исагалиева А.К., Борисенко Г.Т.</i> Петрофизическая характеристика терригенных отложений восточного борта Прикаспийской впадины.....	105
<i>Исаев В.И.</i> Районирование баженовской свиты Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти	109
<i>Илларионова Л.В., Кокорина М.С., Исаева О.С.</i> Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты на территории Томской области.....	114
<i>Искоркина А.А.</i> Влияние позднечетвертичных вечномерзлых пород на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовской свиты	118
<i>Ислямова А.А., Немирович-Данченко М.М.</i> Влияние пористости пласта на амплитудный спектр сейсмического сигнала	123
<i>Каменев П.А., Злобин Т.К.</i> Исследование напряжений в земной коре Сахалина в связи с разработкой нефтегазовых месторождений.....	127
<i>Кудряшова Л.К., Белозёров В.Б.</i> Выделение электрофаций по комплексу методов ГИС для определения обстановки осадконакопления (на примере пласта ЮК ₂ Красноленинского месторождения)	131
<i>Лобова Г.А.</i> Оценка нефтегазоносности палеозойского фундамента Усть-Тымской мегавпадины (по данным геотермии).....	135

<i>Лунёва Т. Е., Лобова Г.А.</i> Оценка нефтегазоносности коры выветривания Усть-Тымской мегавпадины (по данным геотермии).....	139
<i>Нгуен Хыу Бинь, Ле Тхи Тхуи Линь.</i> Характеристики продуктивности кристаллических коллекторов нефти месторождения Белый Тигр.....	143
<i>Нгуен Хыу Бинь, Исаев В.И.</i> Факторы генезиса пустотности кристаллических коллекторов нефти месторождения Белый Тигр.....	148
<i>Номоконова Г.Г.</i> Геофизическая характеристика и нефтеносность баженовской свиты.....	154
<i>Окс Л.С., Посысов А.А.</i> Нормализация кривых как инструмент извлечения дополнительной информации из стандартного комплекса ГИС в условиях битуминизации разреза.....	158
<i>Осипова Е.Н.</i> Районирование нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины на основе реконструкции геотермического режима баженовской свиты.....	162
<i>Посысов А.А., Окс Л.С., Абрамова В.А.</i> Проблемы определения пористости в битуминозных коллекторах и возможные варианты решений.....	166
<i>Потехина Е.В., Чичканова Г.В.</i> Современное состояние изученности сейсморазведочными работами территории Томской области.....	170
<i>Пракойо Ф.С.</i> Типизация «фаций» эпигенетических процессов и диагностика вторичных коллекторов по данным ГИС.....	175
<i>Рева А.В., Немирович-Данченко М.М.</i> Риски при геонавигации горизонтальных скважин и пути их снижения.....	179
<i>Серов В.В., Звягинцева Н.Л.</i> Прогноз коллекторов осинского пласта на примере одной из площадей Непско-Ботуобинской антеклизы.....	183
<i>Стоцкий В.В.</i> Оценка влияния векового хода температур на земной поверхности на геотермический режим материнских отложений южной палеоклиматической зоны Западной Сибири.....	187
<i>Сунгурова О.Г., Мазуров А.К.</i> Освоение трудноизвлекаемых нефтей доюрского НГК Западной Сибири.....	191
<i>Тараканов К.В.</i> Гравитомографическая модель нижнеангарского нефтегазоносного района: будущие месторождения известны.....	196
<i>Торопова Т.Н., Щербаненко В.М., Чернышова Т.И.</i> Условия формирования и геологическое строение верхнеаптских отложений территории Гыдана.....	200
<i>Фомин А.Н., Долженко К.В.</i> Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрско-меловых отложений на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба.....	204
<i>Щетинин И.А., Бембель Р.М.</i> Повышение эффективности разработки месторождений при применении высокоразрешающей объёмной сейсморазведки и геологического сопровождения бурения скважин.....	208

ГЕОФИЗИКА И ГЕОЛОГИЯ РУДНЫХ ПРОВИНЦИЙ И МЕСТОРОЖДЕНИЙ..... 212

- Абдыров М.М., Шарпатов А.* Результаты геолого-геофизических исследований участков с сульфидной минерализацией Центрального Казахстана 212
- Еркенов Е.А., Шарпатов А., Наби Е.Ш.* Оценка погрешности определения содержания урана. Геофизические методы (на месторождениях Шу-Сарысуской урановорудной провинции)..... 216
- Иголкин В.И., Самков А.В., Тойб Р.Е., Хохлов М.Ф.* Применение аппаратуры ЭММ при поисковых работах на рудные месторождения в Западном Саяне..... 219
- Колмаков Ю.В., Сазонов А.М., Потехина Е.В.* Геофизический прогноз нового перспективного участка в Партизанском золоторудном узле (Енисейский край) 223
- Лазарев Ф.Д., Кирплюк П.В., Онищенко А.Н.* Современная геофизическая основа Норильского промышленного района..... 228
- Сейтмуратова Э.Ю., Аршамов Я.К., Шарпатов А.* Геофизическая характеристика медно-порфирирового оруденения Жонгаро-Балхашской складчатой системы (Казахстан)..... 234
- Соколов С.В.* Петрофизические комплексы золоторудного месторождения Чертово Корыто (Патомское нагорье, Восточная Сибирь) и возможная последовательность их формирования..... 239
- Тараканов К.В.* О параметрах и природе Федоровско-Кедровской золоторудной зоны 243
- Mohammed Atef El Sayed.* Результаты электротомографии в приконтактных (скарновых) зонах золоторудного месторождения 246
- ElSayed Ahmed Saber Ibrahim.* Hydrothermal alteration associated with polymetallic vein, Wadi Hamad area, North Eastern Desert Egypt..... 250

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ..... 255

- Бакиит Ф.Б.* Геофизика и энергия будущего 255
- Гриб Н.Н., Сясько А.А., Качаев А.В., Гриб Г.В.* Локализация опасных инженерно-геологических процессов по данным тепловизионной съемки 258
- Забродина Н.А., Соколов С.В.* Результаты геофизических изысканий под строительство жилых зданий и сооружений в микрорайоне «Зеленые горки» (г. Томск) 262
- Иголкин В.И., Жиндаев В.Н.* Картирование таликовых зон с высокочастотной аппаратурой ЭММ в условиях Крайнего Севера..... 267
- Линд Э.Н., Герман В.И.* Неурегулированные вопросы определения сейсмичности площадок по результатам сейсмического микрорайонирования 270

<i>Лукин А.А.</i> Сравнение эффективности фурье и вейвлет анализов при оценке гидрогеодинамического влияния режима эксплуатации скважин	274
<i>Никольский А.А.</i> Оценка средней скорости на 10-и метровой глубине для разрезов с высокоскоростным верхним слоем при микрорайонировании	279
<i>Фоменко Н.Е., Журбицкий Б.И., Фоменко Л.Н.</i> Прогноз электромагнитного загрязнения городских территорий с применением специальных аппаратурных и программных средств	283
<i>Христенко Л.А., Степанов Ю.И.</i> Вейвлет-преобразование при интерпретации данных электропрофилирования	289
ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРНЫХ И НАУЧНЫХ КАДРОВ.....	292
<i>Гусев Е.В.</i> Роль выпускников Института природных ресурсов Томского политехнического университета в изучении полигонов захоронения жидких радиоактивных отходов Сибирского химического комбината.....	292
<i>Колмаков Ю.В.</i> О научной и учебной работе кафедры геофизики Томского политехнического университета.....	296
<i>Токарев П.В., Иголкин В.И., Бакирт Ф.Б.</i> Геофизики-томичи: исследования и оценка Енисейской металлогенической провинции	302
<i>Кычкин В.А., Дубровная Н.П.</i> Кафедра геофизики Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова – становление, развитие и подготовка кадров	306

Научное издание

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРИ РАЗВЕДКЕ НЕДР

Материалы
Всероссийской научно-практической конференции
с международным участием, посвященной 70-летию основания
в Томском политехническом институте
кафедры «Геофизические методы поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых»

Редакционная коллегия
кандидат геолого-минералогических наук
Ю.В. Колмаков (отв. редактор)
доктор геолого-минералогических наук
В.И. Исеев (зам. отв. редактора)
доктор геолого-минералогических наук
Г.А. Лобова

Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*

Дизайн обложки *В.И. Исеев*

Подписано к печати 14.03.2016. Формат 60х84/8. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 36,64. Уч.-изд. л. 33,14.
Заказ 74-16. Тираж 100 экз.



Издательство

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ