

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ГОУ ВПО «СИБИРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»

ГЕО-СИБИРЬ-2010

Т. 2

Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска,
разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

ч. 2

Сборник материалов
VI Международного научного конгресса

Новосибирск
СГГА
2010

УДК 622
С26

Ответственные за выпуск:

Доктор технических наук, академик РАН,
директор Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск
М.И. Эпов

Кандидат технических наук,
профессор, проректор по инновационной деятельности СГГА, Новосибирск
В.А. Середович

Кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск
А.С. Ефимов

Доктор технических наук, зам. директора по науке ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск
Г.М. Тригубович

Доктор геолого-минералогических наук,
академик, председатель Президиума Кемеровского научного центра СО РАН, Кемерово
А.Э. Конторович

Руководитель Регионального агентства по недропользованию
по Сибирскому Федеральному округу, Новосибирск
А.И. Неволько

Доктор физико-математических наук,
чл.-корр. РАН, директор Института горного дела СО РАН, Новосибирск
В.Н. Опарин

Кандидат геолого-минералогических наук,
учёный секретарь ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск
Ф.А. Мигурский

С26 ГЕО-Сибирь-2010. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 2: сб. матер. VI Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2010», 19–29 апреля 2010 г., Новосибирск. – Новосибирск : СГГА, 2010. – 180 с.

ISBN 978-5-87693-377-5 (т. 2, ч. 2)
ISBN 978-5-87693-371-3

В сборнике опубликованы материалы VI Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2010» направления «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГГА
Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-377-5 (т. 2, ч. 2)
ISBN 978-5-87693-371-3

© ГОУ ВПО «Сибирская государственная
геодезическая академия», 2010

СОДЕРЖАНИЕ

Сухорукова А.Ф. Современное состояние криолитозоны Енисей-Хатангского регионального прогиба.....	8
Следина А.С. Геологическое строение и нефтегазоносность терригенных отложений венда Непского свода	14
Скопинцева Л.В., Нефедкина Т.В., Айзенберг А.М., Айзенберг М.А., Ландро М. AVO инверсия pp отражений на больших удалениях от источника, основанная на эффективных коэффициентах отражения..	19
Сильвестров И.Ю. Определение упругих параметров в сложноустроенных средах по многокомпонентным данным всп методом полного обращения волновых сейсмических полей	25
Сердюков А.С. SVD анализ линеаризованного оператора обратной задачи динамической теории упругости для анизотропных сред	31
Рахматулин Р.А., Хомутов С.Ю., Харченко В.В. Результаты магнитной съемки на льду оз. Байкал: технологические и методические аспекты	36
Расковалов П.С., Фаге А.Н., Власов А.А., Ельцов И.Н. Разработка программного обеспечения для работы с автономными каротажными комплексами и препроцессинга данных	42
Прилоус Б.И. Возможность существования волн с аномально низкими скоростями в блочных средах	46
Плоткин В.В. Кажущееся сопротивление трехмерно неоднородной среды при магнитотеллурическом зондировании	51
Новиков Д.А. Особенности вертикальной гидрогеохимической зональности северных районов Западно-Сибирского артезианского бассейна.....	57
Нехаев А.Ю., Москвин В.И. Оценка масштабов генерации ув нижнеюрских отложений севера Западной Сибири	62
Нестерова Г.В. Модели эффективной электропроводности в комплексной интерпретации скважинных измерений	68
Неведрова Н.Н., Санчаа А.М. Применение электромагнитных зондирований становлением поля для нефтегазопоисковых исследований в Западной Сибири	73
Моисеев С.А., Константинова Л.Н., Романов М.И. Прогнозная оценка качества терригенных резервуаров венда на юге Байкитской нефтегазоносной области	79
Мариненко А.В. Моделирование электромагнитного поля в акваториях морей с различным распределением электропроводности воды по глубине	84
Макась А.Л., Кудрявцев А.С., Трошков М.Л. Новый подход к измерению комбинированного изотопного состава метана с целью его генетической характеристики	90
Лысь Е.В., Лисица В.В., Решетова Г.В., Чеверда В.А. Конечно-разностное моделирование сейсмоакустических волновых полей.....	95

Лужецкий В.Г. Сейсмопрофилирование хребта Софьи Лепневой в Телецком озере.....	101
Лапин П.С. Применение метода генетической морфологии при исследовании развития поверхности земли (Западная Сибирь)	107
Кутовенко М.П., Протасов М.И., Вишневский Д.М. Построение изображений рассеивающих объектов в истинных амплитудах по многокомпонентным поверхностным данным при помощи гауссовых пучков	111
Кусковский В.С., Шушаков О.А. Новая технология при поисках месторождений подземных вод	116
Кузнецова Е.Н. Баровые тела в терригенных отложениях ванаварской свиты венда Катангской седловины (Восточная Сибирь)	122
Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Грекова Л.С., Ершов С.В., Мишенин М.В. Методика планирования ГРП на участках недр в западной части Енисей-Хатангского прогиба	128
Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Борисов Е.В., Букреева Г.Ф., Ершов С.В., Истомин А.В., Кабанов Р.В., Конторович А.А., Конторович В.А., Красавчиков В.О., Соловьев М.В., Фомин М.А. Новые структурные и тектонические построения по опорным уровням мезозойско-кайнозойского осадочного чехла восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба	134
Константинова Л.Н. Палеоструктурные критерии формирования терригенных коллекторов венда Байкитской антеклизы	141
Константинова Л.Н., Моисеев С.А., Романов М.И. Прогнозирование участков улучшенных коллекторских свойств терригенного венда в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Енисейского кряжа	146
Киндюк В.А., Глущенко М.Н., Соболев А.Ю., Ельцов И.Н. Идентификация нефтенасыщенности низкоомных коллекторов с использованием фильтрационного моделирования	151
Карташов Е.В., Балдин М.Н., Грузнов В.М., Коденев Е.Г. Пассивные концентраторы на основе угольных волокон для геохимической съемки на нефть и газ	157
Тапси́ев А.П., Усков В.А., Устюгов М.Б. Вариации измеряемых скоростей смещения породного массива на руднике «Октябрьский»	162
Павлов В.А., Сердюков С.В. Совершенствование технологии направленного гидроразрыва применительно к измерению напряженного состояния массива горных пород	167
Лобанова Т.В., Васильева Е.В. Короткопериодные смещения на границах тектонических разломов Таштагольского месторождения	172
Леонтьев А.В., Мирошниченко Н.А. Современная геодинамика массива горных пород Таштагольского месторождения в Кузбассе	177
Крамаджян А.А., Русин Е.П. Об автоматизации исследований нагрузочных характеристик грунтовых анкеров в натурных условиях	184
Крамаджян А.А., Русин Е.П. О методе исследования процессов деформирования и структуры сыпучего материала в проходящем свете	

.....	191
Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Формирование напряженного состояния вблизи горных выработок в переходной зоне от открытой к подземной отработке месторождения	197

CONTENTS

Sukhorukova A.F. Current state of cryolithozone of the Yenisei-Hatanga regional flexure.....	8
Sledina A.S. Geological structure and prospects of petroleum potential of vendian terrigenous deposits at Nepa arch.....	14
Skopintseva L.V., Nefedkina T.V., Aizenberg A.M., Ayzenberg M.A., Landro M. Long-offset AVO inversion of pp reflections based on effective reflection coefficients	19
Silvestrov Ilya Determination of elastic parameters in complicated media using multicomponent vsp data by full waveform inversion algorithm.....	25
Serdyukov A.S. SVD analysis of linearized inverse problem operator for elastodynamic system in anisotropic media	31
Rakhmatulin R.A., Khomutov S.Yu., Kharchenko V.V. The results of the magnetic survey at ice of baykal lake: techology and methodical aspects.	36
Raskovalov P.S., Faguet A.N., Vlasov A.A., Yeltsov I.N. Software development for self-reacting logging sonds support and data preprocessing.....	42
Prilous B.I. Possibility of existence of waves with anomalously low speeds in block media	46
Plotkin V.V. Apparent resistance of 3-d inhomogeneous medium by magnetotelluric sounding.....	51
Novikov D.A. The features of vertical hydrogeochemical zoning in the north areas of West Siberia artesian basin	57
Nekhaev A.Yu., Moskvina V.I. Estimation of the volumes of hc generation in lower jurassic deposits in the north of Western Siberia	62
Nesterova G.V. Models of rock effective conductivity in joint logging interpretation	68
Nevedrova N.N., Sanchaa A.M. Application of transient electromagnetic soundings (tem) for oil and gas researches in Western Siberia	73
Moiseev S.A., Konstantinova L.N., Romanov M.I. Estimation of quality of the vendian terrigenous reservoirs in the south of Baikit oil-gas region	79
Marinenko A.V. Modeling electromagnetic field in shelf areas with different depth distribution of electroconductivity	84
Makas A.L., Kudryavtsev A.S., Troshkov M.L. The new approach to determination of the combined isotopic composition of methane for its genetic characterization.....	90
Lys E.V., Lisitsa V.V., Reshetova G.V., Tcheverda V.A. Finite-difference simulation of seismoacoustic wave fields.....	95
Luzhetskii V.G. Seismo-profiling of Sofia Lepneva ridge in lake Teletskoye.	101
Lapin P.S. Application of the method of genetic morphology at research of development of the surface of the earth (West Siberia).....	107
Kutovenko M.P., Protasov M.I., Vishnevskiy D.M. Gaussian beams based true-amplitude imaging: multi-component surface data.....	111
Kuskovskiy V.S., Shushakov O.A. The new technology in searches for groundwater deposits	116

Kuznetsova E.N. Bar bodies in terrigenous deposits of vendian vanavara formation in Katanga saddle (Eastern Siberia)	122
Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Grekova L.S., Ershov S.V., Mishenin M.V. Planning techniques for geological exploration works in western part of the Yenisei-Khatanga trough.....	128
Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Borisov E.V., Bukreeva G.F., Ershov S.V., Istomin A.V., Kabanov R.V., Kontorovich A.A., Kontorovich V.A., Krasavchikov V.O., Solovev M.V., Fomin M.A. New structural and tectonic schemes of the mesozoic-cenozoic sedimentary covering reference levels of the eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough.....	134
Konstantinova L.N. Paleostructural criteria of formation terrigenous of reservoirs vendian Baikit anticline	141
Konstantinova L.N., Moiseev S.A., Romanov M.I. Distribution of vendian sandy collectors in the zone of the joint Baikit antecline and the Yenisei range	146
Kindyuk V.A., Gluschenko M.N., Sobolev A.Yu., Yeltsov I.N. Identification of oil-saturated low-resistivity reservoirs using filtering modeling.....	151
Kartashov E.V., Baldin M.N., Gruznov V.M., Kodenev E.G. Passive concentrators with coal fibres for geochemical survey for oil and gas	157
Tapsiev A.P., Uskov V.A., Ustygov M.B. Variations in the rock mass displacement rates in the Otyabrsky mine.....	162
Pavlov V.A., Serdyukov S.V. The development of directional hydraulic fracturing technique for in-situ stress state rock mass measuring	167
Lobanova T.V., Vasilyeva E.V. Short-period displacements at the Tashtagol deposit tectonic fault borders	172
Leontiev A.V., Miroshnichenko N.A. Current rock mass geodynamics in terms of the Tashtagol iron-ore deposit, Kuzbass	177
Kramadjian A.A., Rusin E.P. On automation of ground anchor load diagram study in the field conditions	184
Kramadjian A.A., Rusin E.P. On the method for study of granular material deformation processes and structure in transmitted light	191
Baryshnikov V.D., Gakhova L.N. Rock mass stress state in the vicinity of roadways in the open to underground mining transition zone.....	197

УДК 551.34; 624.139

А.Ф. Сухорукова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ КРИОЛИТОЗОНЫ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

В статье рассмотрено современное состояние криолитозоны Енисей-Хатангского регионального прогиба. В настоящее время территория привлекает все большее внимание научных и производственных организаций в связи необходимостью возможностей восполнения запасов нефти и газа в северных районах Западной и Восточной Сибири. Детальный анализ данных по температуре и мощности многолетнемерзлых пород (геотермические исследования в разные годы более чем в 260 глубоких скважин и многолетних исследований динамики развития мощности криолитозоны) позволил впервые составить детальную карту мощности многолетнемерзлых пород Енисей-Хатангского регионального прогиба масштаба 1 : 500 000 (для западной части) и 1 : 1 000 000 (для восточной части).

A.F. Sukhorukova

Tromuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

CURRENT STATE OF CRYOLITHOZONE OF THE YENISEI-HATANGA REGIONAL FLEXURE

The current state of cryolithozone of the Yenisei-Khatanga regional flexure is reviewed. Currently, the territory has drawn increasing attention from many scientific and industrial organizations on the need to fill the oil and gas reserves in the northern parts of Western and Eastern Siberia. Detailed analysis of data on temperature and thickness of permafrost (geothermal studies in different years more than 260 deep wells and long-term studies of the dynamics thickness of cryolithozone) allowed for the first time to compile a detailed map of power permafrost Yenisei-Khatanga regional flexure scale 1 : 500 000 (for east part) and 1 : 1 000 000 (for west part).

Территорию Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) можно подразделить на две части: западную и восточную. Западная часть относится к северо-востоку Западно-Сибирского мегабассейна, а восточная часть расположена на северо-западе Восточной Сибири, которая по своему геологическому строению отличается от западной Сибири.

Западная часть района исследования расположена в переходной (в гидрогеологическом отношении) области от Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) к западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП).

Ввиду необходимости восполнения запасов в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции территория ЕХРП в настоящее время привлекает все большее внимание научных и производственных организаций. При геологоразведочных работах на нефть и газ необходимо учитывать особый геологический объект – многолетнемерзлые породы, слагающие современную криолитозону. Многолетнее промерзание водопроницаемых пород приводит к образованию криогенных водоупоров и качественно новому состоянию пород. Изменяются, хотя и менее существенно свойства слабопроницаемых пород, являющихся в гидрогеологических структурах литологическими водоупорами. Опираясь на принятую гидрогеологическую стратификацию ЗСМБ и имеющиеся фактические данные в изучаемом регионе можно выделить два гидрогеологических этажа: верхний и нижний. Верхний этаж, представлен четвертичными и турон-олигоценными отложениями, которые находятся в многолетнемерзлом состоянии. Нижний этаж включает в себя отложения аптальб-сеноманского, неокомского, верхнеюрского, ниже-среднеюрского и нерасчлененного триас-палеозойского комплексов.

Геокриологические условия западной части ЕХРП в течение длительного времени контролируются физико-географическими условиями. Район относится к Западному сектору Арктики, в определенной мере переходному от сугубо морского климата европейской территории России к континентальному климату Восточной Сибири. Роль арктических воздушных масс в формировании климата резко возрастает, поэтому площадь, занимаемая вечномерзлыми породами здесь значительно большая (южная граница криолитозоны здесь располагается примерно на 60° с.ш.), чем в европейской части России [1, 4–9]. Главной особенностью Западной Сибири является четкое проявление широтной зональности распространения криолитозоны. Территория Енисей-Хатангского прогиба относится к зоне сплошного монокристаллического распространения вечной мерзлоты. Район исследования находится севернее полярного круга, где по мнению Г.Э. Розенбаума и Н.А. Шполянской для криолитозоны Западной Сибири происходит своеобразное изменение ее мощности – мощность в нарушении логики увеличивается в направлении с севера на юг [8].

Детальный анализ имеющихся данных по температуре и мощности многолетнемерзлых пород с тщательной разбраковкой материалов (геотермические исследования в разные годы более чем в 200 глубоких скважин и многолетних исследований динамики развития мощности криолитозоны) позволил впервые составить детальную карту мощности многолетнемерзлых пород юго-западной части ЕХРП и сопредельных территорий масштаба 1 : 500 000 (с градацией изолиний 40 м). На карте прослеживается следующая картина: – севернее 71° с.ш. многолетнемерзлые породы имеют максимальные мощности (более 680 метров в районе скважин Гольчихинской и Хабейской площадей); – между 71° с.ш. и 69° с.ш. наблюдается тенденция снижения мощности до 300–400 м, а в районе долины р. Енисей и Майской площади отмечаются её минимальные значения до 180 и менее метров; – южнее 69° с.ш. в центральной части района исследований прослеживается тенденция к увеличению мощности ММП до 480–520 м. В целом нужно подчеркнуть, что вся территория

расположена севернее полярного круга и покрыта сплошным мощным чехлом многолетнемерзлых пород, которые являются региональным водоупором, выдержанным по простиранию и мощности.).

Многолетняя мерзлота в Енисей-Хатангском районе образовалась до формирования современного рельефа и гидрографической сети о чем свидетельствует значительная ее мощность вблизи русла р. Енисей и уменьшение мощности на водораздельных пространствах если они приурочены к сводовым частям поднятий. Существенное влияние на положение мерзлоты в районе оказали структурные условия залегания пород и тектонические разломы. На приподнятых участках поднятий и в зонах тектонических нарушений мощность мерзлоты уменьшается. Под крупными озерами и реками наблюдается ослабление мерзлоты под тепляющим воздействием водных масс, имеющих положительную температуру в течение всего года.

Восточная часть Енисей-Хатангского прогиба расположена на северо-западе Восточной Сибири. Существенный вклад в изучение геокриологических условий этой территории внесли работы В.В. Баулина, Даниловой Н.С., Кудрявцева В.А., Романовского Н.Н., Шевелевой Н.С., Хомичевской Л.С., Шепелева В.В., Толстихина О.Н., Пигузовой В.М., Мельникова П.И. и многих других. Несмотря на это район изучен не равномерно и не детально. Изучение геокриологических условий было выполнено на основе имеющихся фактических данных, исследованиях прошлых лет, результатом является карта мощности многолетнемерзлых пород масштаба 1 : 1 000 000 .

Район исследований расположен в пределах Северной геокриологической зоны (севернее полярного круга) [2], которая характеризуется почти полным отсутствием протаивания на протяжении всей эпохи охлаждения. На основе построенной карты мы предлагаем рассмотреть две геокриологические зоны: первая – Северная (практически полностью перекрывает район исследования), включает в себя Хатангский и Анабаро-Хатангский бассейны, вторая зона – Анабарская повторяет очертания Анабарского массива. Самая восточная окраина района захватывает часть Оленекского бассейна.

Следует отметить, что Северная зона пережила длительные периоды трансгрессий и регрессий, многократные оледенения, а Анабарская зона, Путторанская зона не подвергалась значительным трансгрессиям и оледенениям. Условия формирования и современное состояние мерзлых толщ обоих толщ различны [1].

Северная зона представляет собой слабо всхолмленную приморскую равнину со средними абсолютными отметками 80–150 м, сложенную мезозойскими и четвертичными песчано-глинистыми отложениями.

Характер распространения ММП с поверхности и их средняя годовая температура определяется главным образом широтной зональностью. Среднегодовые температуры воздуха составляют до – 13,4 °С (Хатанга). Снежный покров отличается очень большой плотностью и неравномерностью распределения на поверхности, его мощность колеблется от 20 до 7 см. Крайне суровая природная обстановка предопределяет сплошное распространение ММП. Слой сезонного оттаивания не превышает 0,5 м (редко более). Сквозные

талики чрезвычайно ограничены по площади, они связаны с выходами подземных вод или приурочены к руслам крупных рек.

Температура горных пород закономерно понижается с юга на север. В южной части региона, в районе населенных пунктов Дудинка, Хатанга, а также в долине р. Пясины температуры горных пород меняются от $-7,0^{\circ}\text{C}$ до $-4,0^{\circ}\text{C}$. На севере, в бухтах Кожевникова, Нордвик, Сындаско и на Балахнинской разведочной площади, температуры горных пород понижаются до $-13,0^{\circ}\text{C}$.

Понижение температур горных пород отмечается также и с запада на восток, что связано, вероятно, с увеличением континентальности климата и уменьшение мощности снега [3]. Минимальная температура пород на западе территории составляет $-10,0^{\circ}\text{C}$, на востоке $-13,0^{\circ}\text{C}$. В долине р. Пясины снежный покров мощностью до 40 см повышает температуру пород на $1,0^{\circ}\text{C}$. Рельеф также оказывает влияние на температурный режим горных пород. В условиях океанического типа теплообмена понижение температуры происходит от днищ долин ($-4,0$ – $-5,0^{\circ}\text{C}$) к водоразделам ($-7,0$ – $-8,0^{\circ}\text{C}$). Далее приводятся геотермические параметры некоторых разведочных площадей по данным В.Т. Балобаева [3] (температуры $t^{\circ}\text{C}$ пород на глубине нулевых годовых амплитуд): Балахнинская – 10,0; Средне-Пясинская – 8,0; Рассохинская – 7,0; Джанготская – 7,0. Криогенное строение ММП (многолетнемерзлых пород) свидетельствует о наличии как эпигенетического, так и сингенетического промерзания отложений.

Южнее Северной расположена Анабарская зона – равнина с абсолютными отметками 100–300 м, в плоскогорных обрамлениях до 800 м. Влияние широтной зональности климата на формирование температур и распространение ММП остается весьма существенным, среднегодовые температуры с севера на юг меняются от $-12,0^{\circ}\text{C}$ до $-6,0^{\circ}\text{C}$. Мощность снежного покрова колеблется от 30 до 50 см. Эта зона сплошного распространения ММП, глубина сезонного промерзания не превышает 0,5 м и практически не зависит от литологии отложений, сквозные талики встречаются крайне редко; они приурочены к узким зонам тектонических нарушений в днищах речных долин. Температура пород составляет от $-7,0$ до $-5,0^{\circ}\text{C}$. В зоне преобладают сингенетические толщи ММП (в основном делювий суглинистого состава), так как здесь на протяжении всей эпохи охлаждения практически отсутствовало протаивание. Эпигенетические мерзлые породы отмечаются в скальных породах, которые на обширных территориях фактически залегают с поверхности.

Северная геокриологическая зона охватывает большую часть Енисей-Хатангского регионального прогиба, который развивался с познепалеозойского времени как зона опускания. Мощность осадочного чехла достигает 10 км, четвертичного покрова до 200 м. Мощность теплового потока в пределах прогиба по данным В.Т. Балобаева [3] составляет $40\text{--}60 \text{ мВт/м}^2$, эти значения достаточно высоки. Мощности зоны отрицательных температур (по данным бурения в м) для различных разведочных площадей следующие: Балахнинская – 580; Среднепясинская – 500; Рассохинская – 460; Джанготская – 510.

Принимая во внимание океанический тип высотной поясности в регионе и приуроченность наиболее низких средних годовых температур (до $-7,0^{\circ}\text{C}$) к водораздельным пространствам, можно ожидать, что мощности мерзлых толщ будут закономерно возрастать от долин к водоразделам. Наиболее низкие значения мощности ММП отмечаются в Северной зоне в долине р. Хатанга, Кожевниковском, Нордвикском, Сындаском заливах, а также в областях расположения крупных озер: Таймыр, Лабаз. Здесь наблюдается уменьшение мощности ММП до 400 м и ниже. Немногочисленные данные, свидетельствуют, что под заливами и крупными озерами мощность ММП составляет 50–100 м, сквозных таликов не отмечается.

Вообще при интерпретации данных о характеристиках мерзлых толщ в днищах речных долин требуется строго индивидуальный подход, так как при любых, даже самых суровых условиях, связь подземных вод с поверхностными все-таки осуществляется через русла рек, вследствие чего мощность и конфигурация подошвы мерзлой толщи могут претерпевать самые неожиданные изменения.

Максимальные значения ММП в северной зоне исследованы для разведочных площадей Владимирская и Логатская, мощность их достигает 700 и более м.

В целом по региону, исходя из постоянно суровых климатических условий, длительности периода промерзания и отсутствия мощной зоны пресных вод, можно было бы ожидать развития зоны пресных вод, можно было бы ожидать развития мерзлой толщи до глубины 1 000 м. Однако, по фактическим данным, мощность мерзлой толщи не превышает 600 м, в то время как в более южных районах – Анабарская зона, увеличивается до 800 м. Объяснение таким, сравнительно небольшим, мощностям зоны отрицательных температур можно искать в отепляющем влиянии морских трансгрессий и достаточно высоких величинах теплового потока (обусловленного тектоническим строением региона), препятствующему глубокому промерзанию недр.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баулин В.В. Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. – М.: Недра, 1985 – 175 с.
2. Вожов В.И., Гурари Ф.Г. Сурнин А.И. Геотермические условия нефтегазаносности Сибирской платформы // Советская геология. – 1983. – № 10. – С. 49–56.
3. Балобаев В.Т. Геотермия мерзлой зоны литосферы севера Азии. – Новосибирск: Наука, 1991. – 194 с.
4. Геокриологический прогноз для Западно-Сибирской газоносной провинции. – Новосибирск: Наука, 1983. – 180 с.
5. Девяткин В.Н. Тепловой поток криолитозоны Сибири. – Новосибирск: Наука, 1993. – 163 с.
6. Пономарев В.М. Вечная мерзлота и подземные воды района Усть-Енисейского порта. Тр. ин-та мерзлотоведения им. В.А. Обручева, 1952, т. 10.

7. Равдоникас О.В. Основные итоги гидрогеологических исследований нефтеносных районов севера Западной Сибири // Труды НИИГА, т.129, М., 1962, 194 с.
8. Розенбаум Г.Э., Шполянская Н.А. Позднекайнозойская история криолитозоны Арктики и тенденции ее будущего развития. – М.: Науч. мир, 2000. – 103 с.
9. Трофимов В.Т., Васильчук Ю.К., Баулин В.В., Гречищев С.Е., Дубиков Г.И., Бадю Ю.Б., Фирсов Н.Г. и др. Геокриология СССР, Западная Сибирь. – М.: Недра, 1989. – 454 с.

© А.Ф. Сухорукова, 2010

УДК 553.98: 551.72 (571.5)

А.С. Следина

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОНОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА НЕПСКОГО СВОДА

В статье на основании материалов корреляции продуктивных горизонтов по данным ГИС и сейсморазведки предложен новый вариант расчленения терригенных отложений венда и выделены перспективные участки для постановки поисковых работ.

A.S. Sledina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS OF PETROLEUM POTENTIAL OF VENDIAN TERRIGENOUS DEPOSITS AT NEPA ARCH

New variant of Vendian terrigenous deposits dissection based on the correlation of productive horizons according to log and seismology data is proposed. New perspective areas for organization of exploration were selected.

Территория Непского свода является одной из наиболее изученных территорий в плане нефтегазоносности в пределах Сибирской платформы. Здесь уже открыто 9 месторождений. Открытие месторождений в последние годы указывает на высокий нефтегазоносный потенциал данной территории.

Но несмотря на это остается ряд неразрешенных вопросов. Одним из них является стратификация горизонта B_{10} в зоне сочленения Непско-Ботуобинской антеклизы и Предпатомского прогиба. Здесь, по своему строению, структурным и текстурным характеристикам горизонт принципиально отличается от того, что вскрывается во внутренних районах антеклизы. Кроме того, как показывают материалы корреляции, характер изменения толщин выше и ниже лежащих отложений в этих районах различен. На этом основании на изучаемой территории было выделено два типа разрезов пласта B_{10} (Моисеев, 1997).

Первый тип разреза горизонта B_{10} выделяется во внутренних районах антеклизы. Мощность горизонта достигает 10–12 м. Собственно песчаники именно этого типа рассматриваются, как пласт B_{10} . На большей части рассматриваемой территории эти песчаники залегают на отложениях глинистой пачки, между пластами B_{10} и B_{13} , на севере Верхнечонского и Тымпучиканского месторождений – на горизонте B_{13} , а еще севернее – на породах кристаллического фундамента.

Второй тип разреза горизонта B_{10} вскрыт скважинами на Талаканской площади. Стратиграфически этот горизонт приурочен к средней части паршинской свиты, хотя, как показывают материалы корреляции, эти горизонты не являются стратиграфическими аналогами. По литологическому составу данные горизонты также очень близки друг к другу, но их внутреннее строение значительно отличается. Мощность горизонта достигает 70 м. Принимая во внимание различную стратиграфическую приуроченность горизонта B_{10} первого и второго типов, предлагается горизонту B_{10} второго типа присвоить индекс B_{11} .

На рисунке 1а приведен вариант корреляционного профиля по линии скважин Вакунайская-1 – Талаканская-808, выполненный в соответствии с вышеописанной точкой зрения стратификации горизонтов B_{10-11} . При таком варианте корреляции видно, что в кровле терригенного венда (подошва горизонта B_5) выделяется пачка повышенной радиоактивности. Она прослеживается во всех скважинах Непского свода. В верхней части этой пачки по внешнему каротажному облику в скважинах Талаканской площади выделяется пачка песчано-алевритистого состава, которая соответствует горизонту B_{10} на Вакунайском месторождении;

Анализ общих толщин глинистой пачки между горизонтами B_{10-11} и B_{13} позволил выделить следующие особенности, касающиеся ее строения:

- В скважинах, расположенных южнее скважины Верхнее-Нюйская-780 мощность этой пачки достаточно выдержана и достигает 70–80 м. Эта пачка достаточно хорошо идентифицируется по каротажному облику во всех скважинах. В скважинах, расположенных севернее скважины Верхнее-Нюйская-780 наблюдается резкое сокращение этой пачки, вплоть до ее выклинивания. В ряде случаев в зонах выклинивания глинистой перемычки происходит слияние горизонтов B_{10} и B_{13} с образованием единого резервуара;

- В составе глинистой пачки в средней части выделяется и хорошо прослеживает песчано-алевритистая пачка, мощность которой достигает 30 м;

Материалы корреляции по скважинам данного профиля позволяют автору высказать следующие *предположения*:

- Внутринепский перерыв развит только в северо-западных районах изучаемой территории и ограничивается, вероятно, Верхне-Нюйской площадью. Наличие перерыва в осадконакоплении здесь обосновывается по анализу изменения мощностей нижележащих отложений. На рисунке 1а можно видеть, что мощность нижележащих отложений изменяется от 70 м в скважинах, расположенных южнее скважины Верхне-Нюйская 780 до 0–10 м в скважинах, расположенных севернее. В тоже время, на Талаканской площади внутринепского перерыва по мнению автора не существует, поскольку мощность глинистой пачки между горизонтами B_{10-11} и B_{13} в пределах этих площадей является достаточно выдержанной;

- По материалам корреляции можно предполагать, что горизонт ВЧ-1 (B_{10}) и хамакинский (B_{11}) вскрытые соответственно на Вакунайском и Талаканском месторождениях не являются изохронными, что дает автору

основания говорить о принципиально иной природе формирования этих горизонтов. Вероятно, горизонт B_{10} сформировался в прибрежно-морских условиях, а B_{11} – в обстановке накопления конусов выноса;

- Алеврито-глинистая перемычка между горизонтами B_{10-11} и B_{13} в зонах, приближенных к береговой линии, замещается на алевритистые и песчаные разности. Это можно видеть в ряду скважин Верхнечонского месторождения. Автор данной работы предлагает данному горизонту присвоить индекс B_{12} ;

- Основываясь на материалах корреляции, автором сделано предположение об отсутствии предтирского перерыва на данной территории, поскольку в составе глинистой пачки в кровле непской свиты была выделена пачка песчано-алевритистых пород, которая соответствует горизонту B_{10} на Талаканском месторождении. При таком варианте корреляции видно, что мощность глинистой пачки между горизонтом B_{10} и кровлей терригенного венда является выдержанной и составляет около 20 м, что позволяет сделать предположение об отсутствии предтирского перерыва в осадконакоплении (Следина, 2007).

В 2000 году был выполнен региональный сейсмический профиль Батолит, что впервые позволило рассмотреть данный вариант корреляции в сейсмической записи (Сейсмогеологическая модель..., 2009).

По результатам комплексного анализа временного разреза и корреляционных схем можно сделать следующие заключения:

- При комплексном использовании каротажных кривых и данных сейсморазведки выделяются отражения, связанные с тем или иным продуктивным горизонтом;

- Отражающие горизонты, которые предположительно могут быть приурочены к пластам v_{10} и v_{13} , сливаются в районе скважины верхнечонская-69, образуя единый резервуар (рис. 1б-i);

- Отражающий горизонт, который предположительно может быть приурочен к пласту v_{11-2} (в предыдущих работах - v_{11}) подклинивается к горизонту v_{10} (рис.1б-ii);

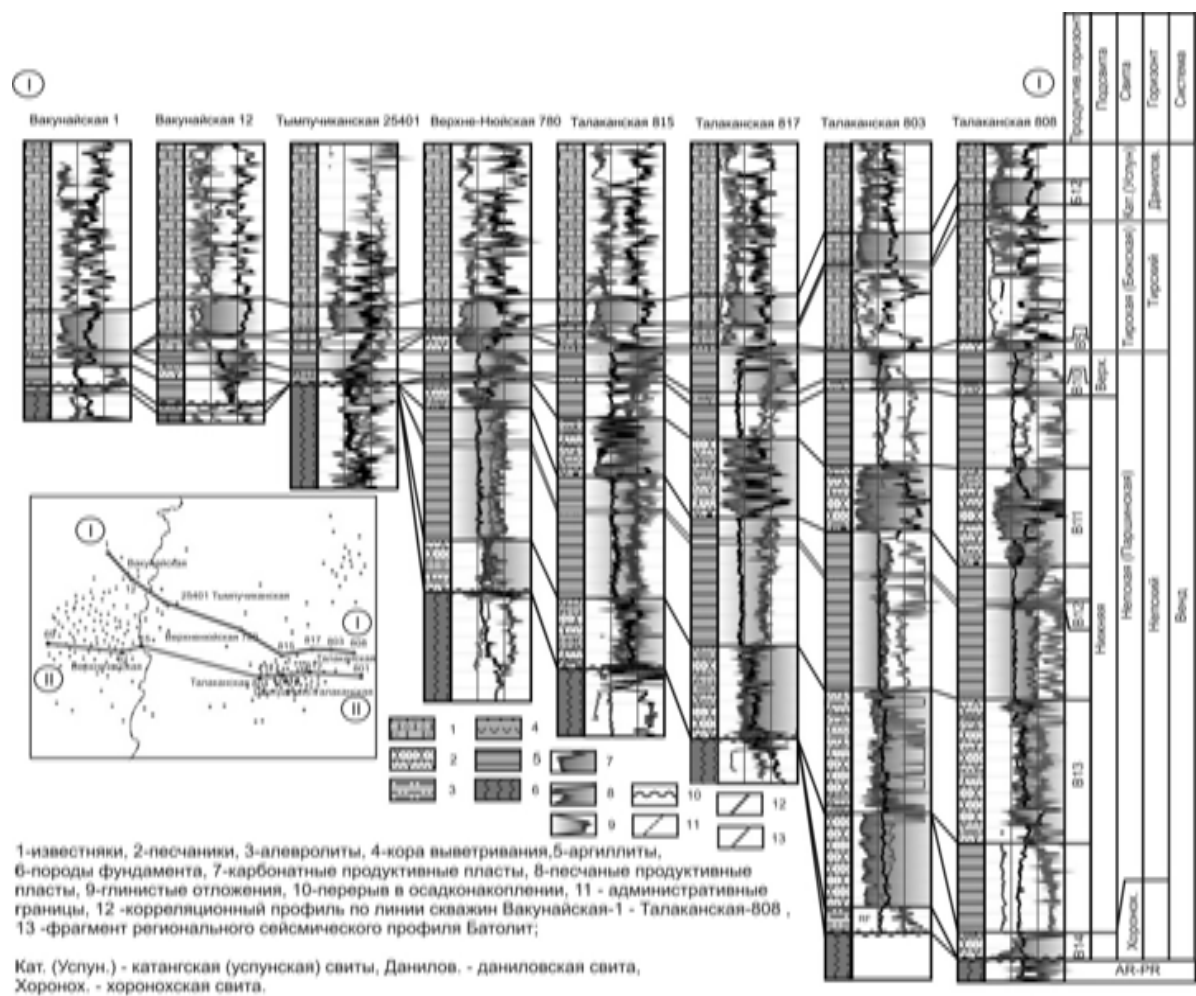
- В депрессионных зонах на поверхности фундамента выделяется еще одно отражение (под отражающим горизонтом, предположительно связанным с пластом v_{13}). По мнению автора, этот отражающий горизонт может быть связан с продуктивным горизонтом v_{14} ;

- В районе скважины талаканская-812 под горизонт v_{10} подклинивается пласт v_{11-1} (рис.1б-iii), который не вскрыт глубокими скважинами;

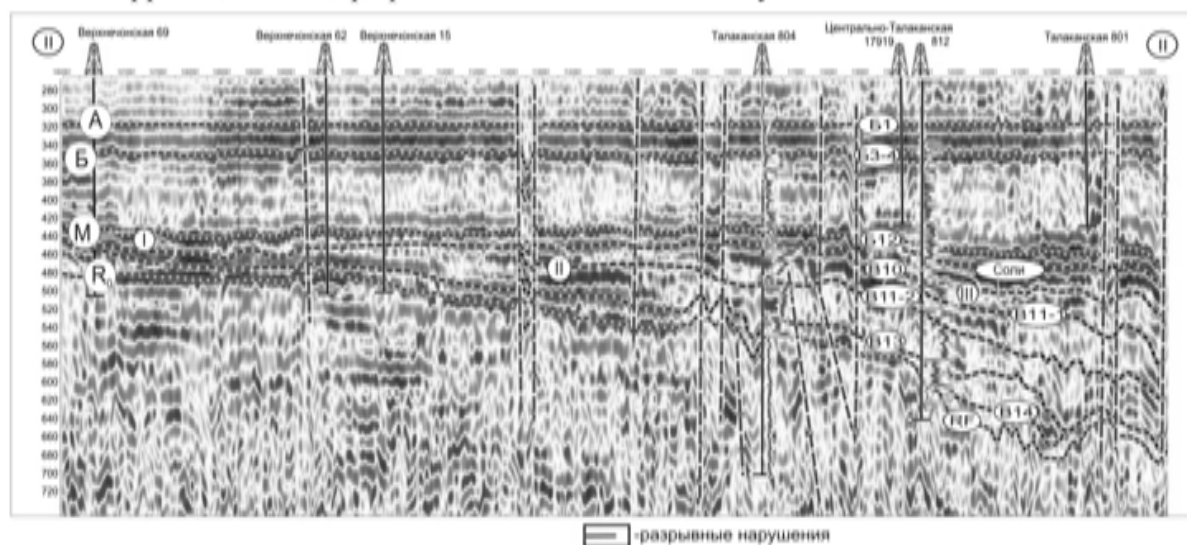
- По анализу сейсмической записи нарушения синфазности отражений выделяются разрывные нарушения, по которым в ряде случаев происходит смещение отражающих горизонтов (рис.1б-iv).

Таким образом данная интерпретация позволяет подтвердить вывод, впервые сделанный С.А. Моисеевым, и подтвержденный позднее автором в своих работах, о том, что можно выделить два типа горизонта B_{10}

На основании анализа такой модели геологического строения терригенных отложений венда центральной части Непского свода автором были построены карты перспектив горизонтов V_{10} и V_{11} (рис. 2), и выделен ряд перспективных участков, как в первом, так и во втором типе разреза (рис. 2).



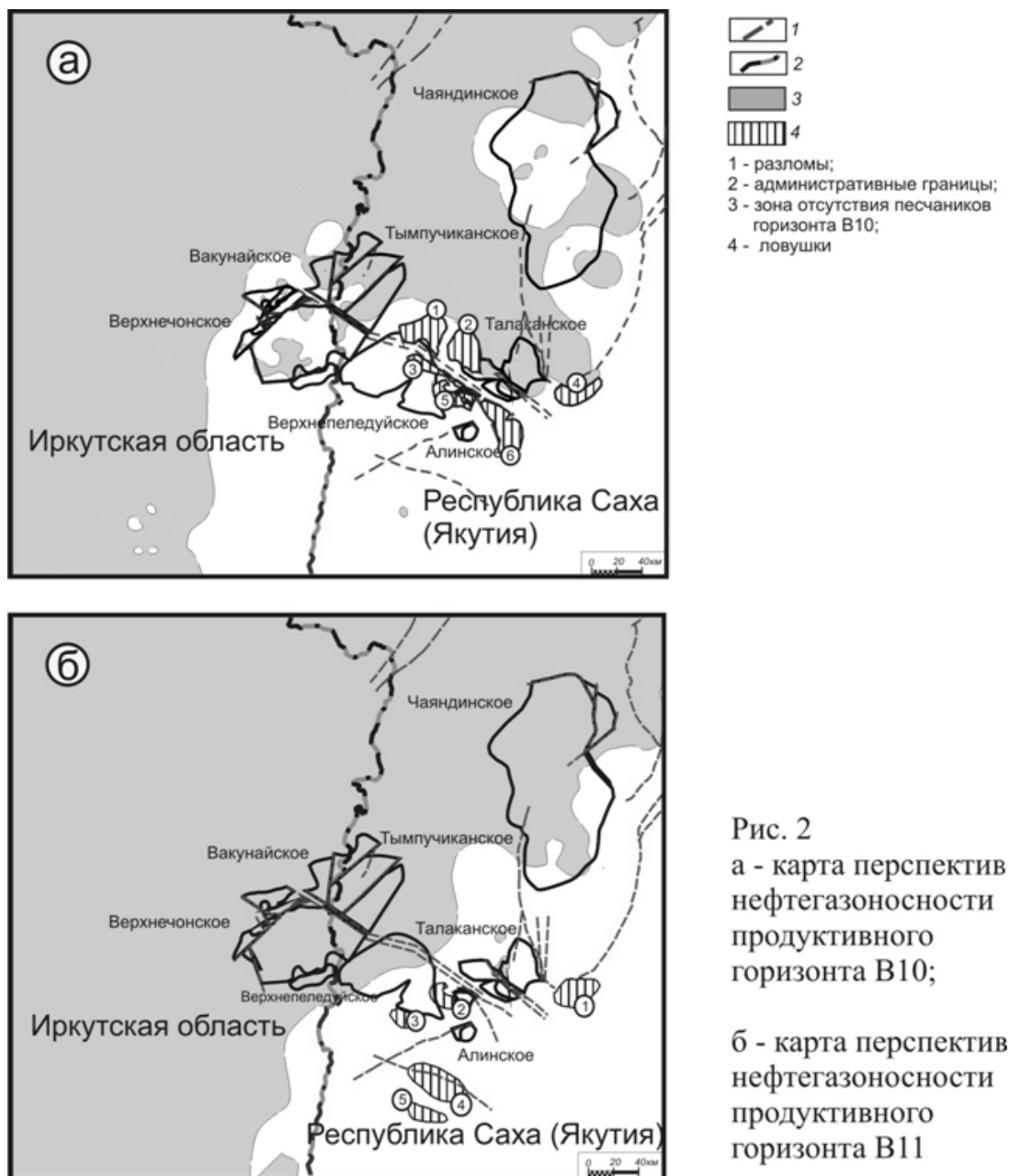
а - Корреляционный профиль по линии скважин Вакунайская-1 - Талаканская-808



А - оснискый горизонт; Б - кровля тэтэрской свиты; М - кровля тирской свиты; R - поверхность Ат-PR, фундамента

б - Фрагмент регионального сейсмического профиля Батолит, выровненный по отражающему горизонту А

Рис. 1



БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Моисеев С.А. Геологическое строение и особенности оценки и разведки месторождений нефти и газа северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы: Автореферат дисс. на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1997, 18 с. – Новосибирск, 1997. – 20 с.
2. Сейсмогеологическая модель строения терригенных отложений венда центральных районов Непско-Ботуобинской антеклизы / В.А. Конторович, С.А. Моисеев, М.Ю. Скузоватов, А.С. Следина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 20–25.
3. Следина А.С. Строение продуктивных горизонтов В10, В11 на северном склоне Непского свода. // Материалы XI международного симпозиума студентов и молодых учёных им. Усова «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск, 2007: Тез.докл. – С. 361–362.

УДК 550.34

Л.В. Скопинцева¹, Т.В. Неведкина², А.М. Айзенберг², М.А. Айзенберг³, М. Ландро¹

¹Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, NTNU, N-7491 Trondheim, Norway

²ИНГГ СО РАН, Новосибирск

³Statoil ASA, N-7005 Trondheim, Norway

АВО ИНВЕРСИЯ РР ОТРАЖЕНИЙ НА БОЛЬШИХ УДАЛЕНИЯХ ОТ ИСТОЧНИКА, ОСНОВАННАЯ НА ЭФФЕКТИВНЫХ КОЭФФИЦИЕНТАХ ОТРАЖЕНИЯ

АВО-инверсия является важнейшим и мощным интерпретационным средством. Однако традиционная АВО-инверсия не может успешно применяться на больших удалениях от источника, поскольку ограничена умеренными углами падения волны и небольшими перепадами параметров на границах. При таких условиях для описания зависимости амплитуд от удаления можно использовать линеаризованные плоско-волновые коэффициенты отражения (PWRCs). Известно, что PWRCs корректно описывают явления отражения и прохождения почти плоских волн лишь на плоской границе раздела однородных сред. Они непригодны вблизи критической точки, где появляется головная волна, а также в закритической области, где отраженная и головная волны интерферируют. Чтобы избежать этих несоответствий, мы предложили заменить PWRCs на эффективные коэффициенты отражения (ERCs), которые обобщают PWRCs для криволинейных границ, неплоских волн и сейсмической полосы частот. Мы анализируем действие улучшенной АВО-инверсии на тестовой модели. Мы показываем, что использование ERC позволяет успешно проводить АВО-инверсию на околоскритических и закритических удалениях и обеспечивает точные оценки параметров среды. Основываясь на наших результатах, полученных на синтетических данных, мы ожидаем, что улучшенная АВО-инверсия сможет с успехом применяться при обработке реальных данных.

L.V. Skopintseva¹, T.V. Nefedkina², A.M. Aizenberg², M.A. Ayzenberg³, M. Landro¹

¹Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, NTNU, N-7491 Trondheim, Norway

²Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Pr.Ac.Koptyug 3, 630090 Novosibirsk, Russia

³Statoil ASA, N-7005 Trondheim, Norway

LONG-OFFSET AVO INVERSION OF PP REFLECTIONS BASED ON EFFECTIVE REFLECTION COEFFICIENTS

AVO inversion is an essential and powerful interpretational tool. However, conventional AVO-inversion workflow in application to long-offset data will unlikely succeed, because it is limited to weak parameter contrasts and moderate incidence angles, where the offset dependence of the reflection amplitude can be described by linearized plane-wave reflection coefficients (PWRCs). It is also known that PWRC correctly describe the reflection and transmission of almost plane waves at flat interfaces between homogeneous media. They break down at the near-critical offsets, where the head wave is generated, as well as at the post-critical offsets, where the reflected and head waves interfere. To avoid these inconsistencies, we proposed to replace PWRC with effective reflection coefficients (ERCs), that generalize PWRCs for curved interfaces, nonplane waves and seismic the frequency band. We analyze the performance of the improved AVO inversion for a synthetic test model. We show that ERC-based AVO inversion largely exploits the near-critical and post-critical offsets and produce accurate estimates of the medium parameters. Based on our results for the synthetic test model, we expect that the improved AVO inversion may have high potential in real data applications.

Введение. В настоящее время во всём мире растёт интерес к сейсмическим наблюдениям на больших удалениях от источника. Большая апертура данных и широкоугловой процессинг существенно улучшают изображение сложных геологических структур. Традиционная AVO-инверсия не может успешно применяться для закритических отражений, поскольку ограничена умеренными углами падения волны и небольшими перепадами параметров на границах. При таких условиях для описания зависимости амплитуд от удаления можно использовать линеаризованные плоско-волновые коэффициенты отражения (PWRC). Известно, что PWRC корректно описывает явления отражения-преломления лишь на плоской границе раздела однородных сред. В реальных средах границы ведут себя сложным образом, что приводит к существенному усложнению поведения волнового поля на границах. Кроме того, в рамках лучевого метода нельзя корректно рассчитать волновое поле вблизи критической точки, где появляется головная волна, а также в закритической области, где отраженная и головная волны интерферируют. Решить описанные выше проблемы позволяет эффективный коэффициент отражения (ERC) [Ayzenberg M. et al., 2009]. В работах [Skopintseva et al., 2008, 2009] мы показали, что использование ERC позволяет успешно проводить AVO-инверсию на околокритических и закритических удалениях. В данной работе мы представляем результаты тестирования усовершенствованной AVO-инверсии на модельных данных РР отражений от плоской границы. Приводятся результаты, полученные на докритических, околокритических и закритических удалениях в сейсмической полосе частот и на доминантной частоте, а также сравнение их с результатами AVO-инверсии, основанной на PWRC.

AVO отклик и AVO функция. В оптимизационном алгоритме AVO-инверсии осуществляется минимизация невязки между наблюдаемым AVO откликом, полученным из сейсмических данных, и теоретической AVO функцией, описывающей этот отклик аналитически. Целевая функция имеет вид

$$F(\vec{y}) = \sqrt{\sum_{n=1}^N [AVO_{response}(x_n) - AVO_{function}(x_n)]^2},$$

где $AVO_{response}(x_n)$ есть AVO отклик, $AVO_{function}(x_n)$ – теоретическая AVO функция, $\vec{y}$ – вектор модельных параметров; x_n , $n=1, 2, \dots, N$ – координаты сейсмоприёмников, N – число сейсмоприёмников.

AVO отклик может быть получен из сейсмических данных в соответствии с формулой

$$A(x_n) = R(x_n) / \left[\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N R(x_n) \right],$$

где $R(x_n) = \sqrt{\sum_{j=1}^2 \int_{t_1(x_n)}^{t_2(x_n)} [u_j(x_n, t)]^2 dt}$ есть среднеквадратичная величина,

рассчитанная во временном окне $[t_1(x_n), t_2(x_n)]$, соответствующем времени прихода отраженной продольной волны, $u_j(x_n, t)$ есть отражение на n -ой трассе, умноженное на геометрическое расхождение, $j=1$ и $j=2$ соответствуют X- и Z-компонентам вектора смещений. По теореме Планшереля

$R(x_n) \cong \sqrt{\sum_{j=1}^2 \int_{f_{min}}^{f_{max}} |S_j(x_n, f)|^2 df}$, где $S_j(x_n, f)$ есть спектр отражённой волны $u_j(x_n, t)$.

Следовательно, AVO отклик $A(x_n)$ содержит в себе все частоты отражения и может рассматриваться как широкополосный AVO отклик. Если мы используем спектры $S_j(x_n, f)$ вместо отражения и определяем $R(x_n)$ как $\sqrt{\sum_{j=1}^2 |S_j(x_n, f)|^2}$, мы получаем набор одночастотных AVO откликов $A(x_n, f)$. Естественно вычислять одночастотный AVO отклик на доминантной частоте f_d .

Инверсия широкополосного AVO отклика требует широкополосной теоретической AVO функции, которая может быть получена из $A(x_n)$

подстановкой $R(x_n) \cong \sqrt{\int_{f_{min}}^{f_{max}} |\chi(x_n, f)|^2 |S(f)|^2 df}$. Здесь $\chi(x_n, f)$ есть эффективный

коэффициент отражения упругой PP-волны (ERC) (Ayzenberg et al., 2009), экстраполированный на уровень приёмников, и $S(f)$ есть спектр падающей сферической волны. По аналогии, одночастотная AVO функция может быть определена путём замены $R(x_n)$ в $A(x_n)$ на $\chi(x_n, f_d)$. AVO функция, основанная на PWRC, может быть получена из $A(x_n)$ заменой $R(x_n)$ на соответствующий PWRC.

Тестовая модель и синтетические данные. Для иллюстрации возможностей AVO-инверсии, основанной на ERC, мы использовали 3D синтетические данные PP отражений от плоской горизонтальной границы, разделяющей два упругих изотропных полупространства. Параметры модели выбраны типичными для задач нефтяной геофизики. Граница размещена на глубине 1 км от уровня источника. Верхнее полупространство характеризуется

скоростями $V_{p1} = 2000 \text{ m/s}$, $V_{s1} = 1100 \text{ m/s}$ и плотностью $\rho_1 = 1800 \text{ kg/m}^3$, нижнее полупространство имеет скорости $V_{p2} = 2800 \text{ m/s}$, $V_{s2} = 1600 \text{ m/s}$ и плотность $\rho_2 = 2100 \text{ kg/m}^3$. Сейсмический импульс падающей продольной волны имеет симметричный спектр с колокольной огибающей в полосе частот от $f_{\min} = 3 \text{ Гц}$ до $f_{\max} = 62 \text{ Гц}$. Расстановка сейсμοприёмников расположена на том же уровне что и источник. Удаления источник-приемник варьировались от 0 до 5 км и соответствовали до-, около- и закритическим отражениям. Точные синтетические сейсмограммы X- и Z-компонент отражённой PP волны были рассчитаны методом упругой декомпозиции по плоским волнам.

На рисунке 1 показаны одночастотный и широкополосный AVO отклики и соответствующие им теоретические AVO функции, рассчитанные для модельных параметров. Мы использовали амплитудный спектр вектора смещений, взятый на докритическом удалении $x=1000 \text{ м}$ в качестве весовой функции $s(f)$ для расчёта широкополосной AVO функции.

AVO функции, основанные на ERC, практически полностью совпадают с AVO откликами, в то время как AVO функция, рассчитанная с PWRC, совпадает с AVO откликами только на докритических удалениях, а на околокритических и закритических удалениях существенно от них отличается. Главное различие между одночастотным и широкополосным AVO откликами на закритических удалениях состоит в наличии или отсутствии осцилляций, связанных с присутствием головной волны. Отсутствие осцилляций у широкополосного AVO отклика объясняется осреднением или эффектом взвешивания, имеющими место при интегрировании по всем частотам.

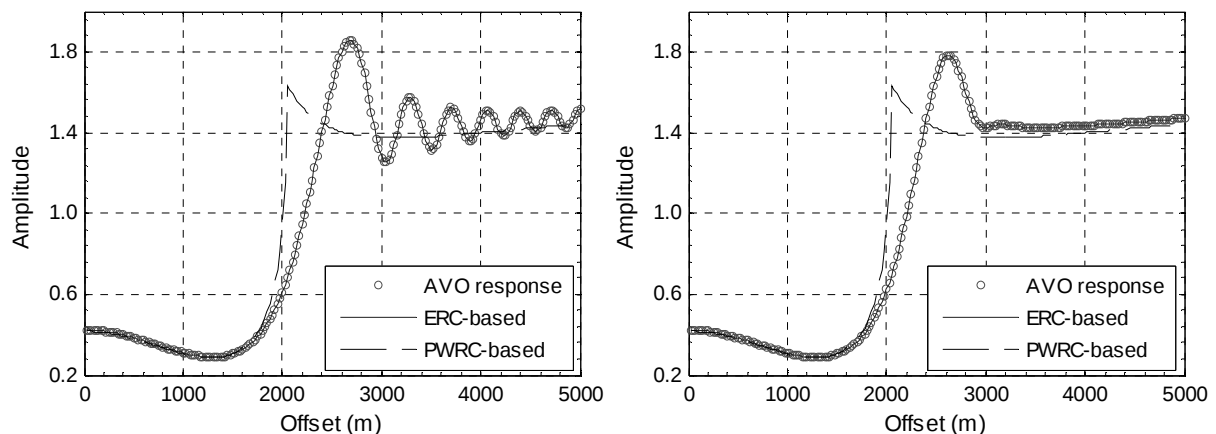


Рис. 1. Одночастотный (32 Гц) (слева) и широкополосный (справа) AVO отклики и AVO функции, основанные на ERC, а также AVO функция, основанная на PWRC

Результаты AVO-инверсии. AVO-инверсия проведена с использованием оптимизационного метода Нелдера-Мида для одночастотного и широкополосного AVO откликов. Для одночастотного теста была выбрана доминирующая частота $f_d = 32 \text{ Гц}$. AVO функции были рассчитаны на основе ERC и PWRC. Мы тестировали оптимизационный алгоритм на докритических удалениях (0-1500 м), включающих околокритические удаления (0–2 000 м) и на

полном диапазоне удалений (0–5 000 м). Предполагалось, что V_{p2} известна из кинематики головной волны, ρ_2 определена из скважинных данных. Четыре неизвестных параметра (V_{p1} , V_{s1} , ρ_1 , V_{s2}) определялись в процессе AVO инверсии.

На рисунке 2 даётся сравнение результатов широкополосной AVO инверсии, выполненной с использованием ERC (справа) и PWRC (слева). На изменения плотностей были наложены 20 % ограничения. При использовании ERC относительные погрешности оценок параметров существенно уменьшаются с увеличением апертуры наблюдений и на удалениях до 5 км составляют менее 1 %. AVO инверсия с использованием PWRC даёт очень большие погрешности в определении скоростей поперечных волн и плотностей на околокритических и закритических удалениях. Более устойчиво определяются скорости продольных волн. На докритических удалениях наблюдаются приблизительно одинаковые результаты для двух типов инверсии. Надёжно определяются здесь только скорости продольных волн.

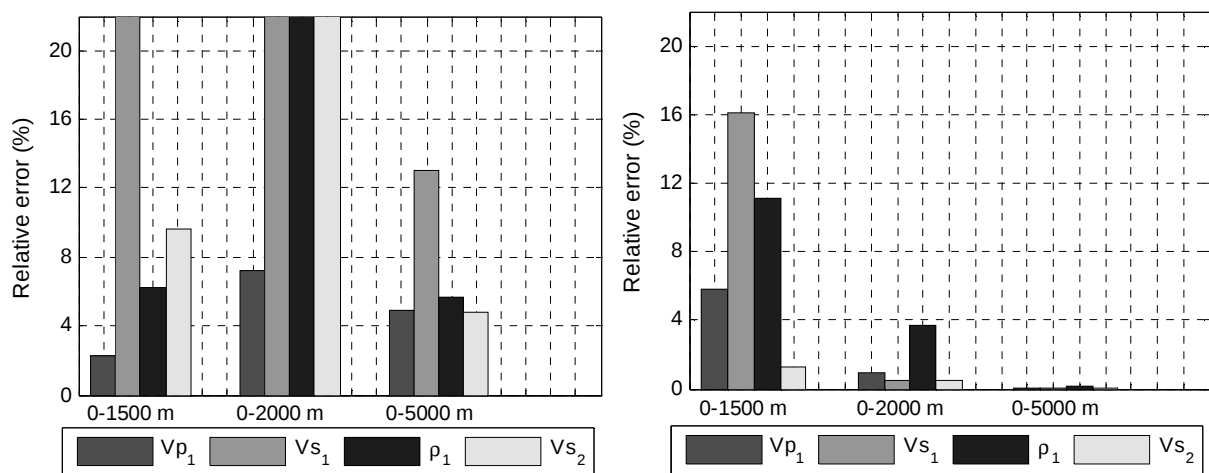


Рис. 2. Результаты широкополосной AVO инверсии с использованием ERC (справа) и PWRC (слева)

Анализ результатов одночастотной AVO инверсии показал, что они незначительно хуже, чем для широкополосной AVO инверсии.

Выводы. Применение ERC в AVO инверсии обеспечивает более высокую точность и стабильность оценок скоростей продольных и поперечных волн и плотностей по сравнению с PWRC. Включение околокритических и закритических удалений в AVO инверсию значительно повышает точность оценок параметров среды. Инверсия широкополосных и одночастотных AVO откликов даёт похожие результаты. Однако инверсия широкополосного AVO отклика обеспечивает большую стабильность оценок в присутствии помех, требуя при этом более значительных затрат машинного времени на вычисления.

Благодарности

Авторы благодарят Statoil ASA и Российский фонд фундаментальных исследований (grant 07-05-00671) за финансовую поддержку этих исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ayzenberg, M., Tsvankin, I., Aizenberg, A. and Ursin, B. Effective reflection coefficients for curved interfaces in TI media // Geophysics. – 2009. – v.74, № 5. – WB.33-53.
2. Skopintseva, L.V., Ayzenberg, M.A., Landro M., Nefedkina, T.V. and Aizenberg, A.M. AVO inversion of long offset synthetic PP data based on effective reflection coefficients // 70th EAGE Conference & Exhibition, 9 – 12 June 2008: Extended Abstracts. – Rome, Italy, 2008. – P347. Режим доступа:<http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=10230>.
3. Skopintseva, L.V., Ayzenberg, M.A., Landro M., Nefedkina, T.V. and Aizenberg, A.M. Testing the performance of AVO inversion based on effective reflection coefficients on long offset synthetic PP data // 71th EAGE Conference&Exhibition, 8 – 11 June 2009: Extended Abstracts. - Amsterdam, The Netherlands, 2009. – S022. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=23967>.

© Л.В. Скопинцева, Т.В. Неведкина, А.М. Айзенберг, М.А. Айзенберг,
М. Ландро, 2010

УДК 550.834

И.Ю. Сильвестров

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ В СЛОЖНОУСТРОЕННЫХ СРЕДАХ ПО МНОГОКОМПОНЕНТНЫМ ДАННЫМ ВСП МЕТОДОМ ПОЛНОГО ОБРАЩЕНИЯ ВОЛНОВЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

В работе рассматривается алгоритм полного обращения упругих волновых полей в двумерной постановке. Представлены результаты инверсии многокомпонентных данных неперпендикулярного ВСП. Показано, что разработанный алгоритм позволяет одновременно определять значение импедансов для продольной волны под сложным соляным телом, а также границы этого тела.

Ilya Silvestrov

Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG) SB RAS

3 Koptug Street, Novosibirsk, 630090, Russian Federation.

DETERMINATION OF ELASTIC PARAMETERS IN COMPLICATED MEDIA USING MULTICOMPONENT VSP DATA BY FULL WAVEFORM INVERSION ALGORITHM

A 2D elastic full waveform inversion algorithm in time-domain is considered in this work. The results of inversion of offset VSP data are presented. It is shown that the algorithm allows simultaneous inversion of P impedances beneath salt body and a flank of salt body.

ВВЕДЕНИЕ

Полное обращение волновых полей (англ. Full Waveform Inversion) является методом обработки данных сейсмических наблюдений, который потенциально позволяет восстанавливать упругие параметры среды по полному зарегистрированному полю. Этот метод заключается в минимизации невязки, в какой либо норме, между зарегистрированным волновым полем и насчитанным для некой пробной модели среды. Он основан на точном конечно-разностном моделировании упругих волновых процессов и, таким образом, способен учитывать различные типы волн, возникающие в среде, такие как отраженные, рефрагированные и головные. При этом повышается достоверность определения упругих параметров среды за счет привлечения информации от различных волн, а также существенно понижаются требования и затраты на предварительную обработку зарегистрированных сейсмограмм. Метод полного обращения волновых полей детально изучается и развивается уже на протяжении трех десятков лет. Однако недавнее увеличение вычислительных мощностей, совершенствование систем регистрации/возбуждения и тем самым

расширение частотного диапазона регистрируемого сигнала, а также существенное усложнение решаемых задач при разведке и разработке месторождений дали очередной импульс для развития этого подхода [1].

В данной работе предлагается алгоритм полного обращения данных вертикального сейсмического профилирования, основанный на решении двумерных уравнений динамической теории упругости в случае изотропных сред. Решение обратной нелинейной задачи реализуется методом сопряженных градиентов. В работе приводится результат обращения синтетических данных непродольного ВСП с одним источником в достаточно сложной среде с наличием соляного тела.

ТЕОРИЯ

Формально задачу определения упругих параметров среды по данным сейсмических наблюдений можно записать в виде уравнения: $B(\vec{m}) = \vec{u}^{obs}$, где $\vec{m}$ – вектор неизвестных параметров, описывающих упругую среду, которыми могут быть, например, скорости продольных и поперечных волн и плотность, $\vec{u}^{obs}$ – зарегистрированные сейсмограммы, B – нелинейный оператор, соответствующий решению прямой задачи в рамках выбранной математической модели. В настоящей работе оператор B задается путем численного конечно-разностного решения двумерных уравнений динамической теории упругости в случае изотропных сред. Подробности реализации прямого моделирования были изложены в работе [4]. Следуя работам [2, 3], решение обратной задачи ищется путем поиска точки минимума целевого функционала следующего вида:

$$I = \frac{1}{2} \int_0^T \sum_{\text{Receivers}} \sum_{\text{Sources}} (\vec{u}^{obs} - B(\vec{m}))^2 dt,$$

в котором минимизируется невязка между зарегистрированным и насчитанным волновыми полями для всех источников, для всех приемников, и в течение всего времени регистрации. Поиск минимума целевого функционала реализуется итерационным методом сопряженных градиентов. Известно[2], что при этом для вычисления градиента и величины спуска на каждом шаге возможно использовать тот же конечно-разностный алгоритм расчета волновых полей, что и для решения прямой задачи.

ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Покажем возможности применения алгоритма полного обращения при построении границ солевого тела и отражающих границ в околоскважинном пространстве. Используемая при этом модель среды, показана на рис. 1(а). 90 приёмников расположены в вертикальной скважине с шагом 20 м начиная с глубины 6 500 м. Для источника типа центра с выносом 1 200 м вправо от скважины была рассчитана двухкомпонентная сейсмограмма ОТВ. В качестве импульса зондирующего сигнала использовался Рикер с доминирующей частотой 15 Гц. Целевая область, в которой параметры среды предполагались неизвестными и находились алгоритмом обращения, показана черным прямоугольником. Используемая при обращении начальная модель среды, была

получена путем сглаживания правильной модели и не содержит контрастных границ (рис. 1(б)).

На рис. 3(а), 4(а) изображена разность между сейсмограммами, насчитанными в правильной и в начальной моделях. Видно, что это волновое поле достаточно сложное и содержит прямую волну, отраженные волны и обменные волны. В частности, на горизонтальной компоненте видна сильная обменная волна, возникающая на границе соли. Эти полные волновые поля, вместе с начальной гладкой моделью среды и импульсом, который считался известным, являлись входными данными для алгоритма обращения. Результат работы алгоритма после 30 итераций метода сопряженных градиентов показан на рис. 2.

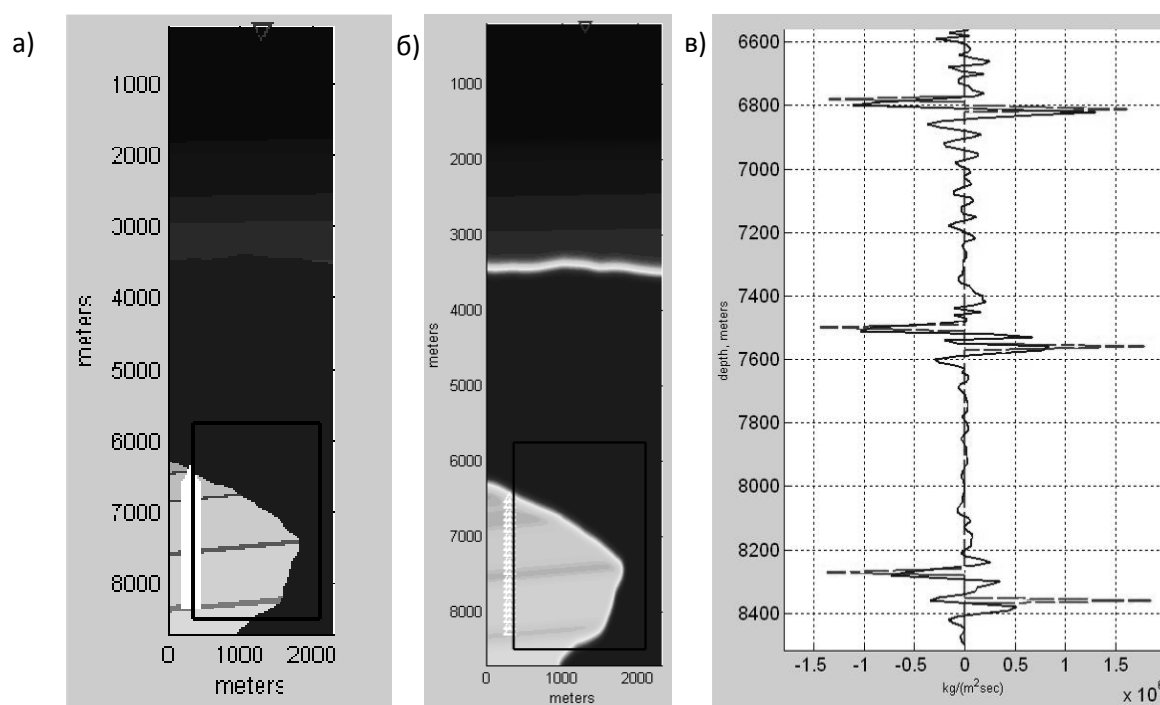


Рис. 1. а) Модель среды, в которой насчитывались синтетические сейсмограммы. Изображены положение источника, приемников, а также целевая область для обращения; б) начальная модель среды, используемая при обращении; в) правильные (пунктирная линия) и восстановленные (сплошная линия) значения Р импеданса, взятые на расстоянии 360м от скважины

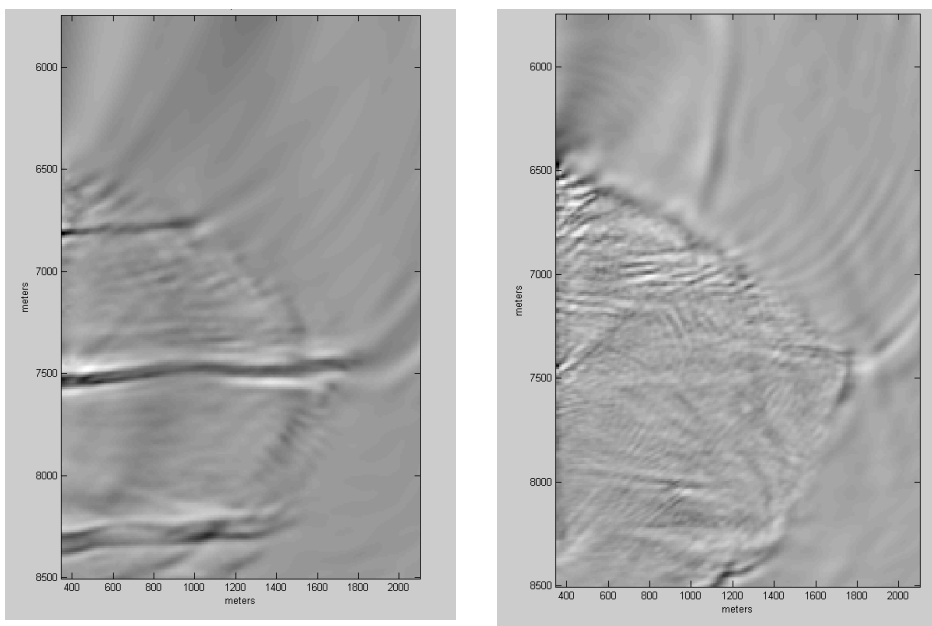


Рис. 2. Изображения восстановленных импедансов среды в целевой области:
а) Р импеданс; б) S импеданс

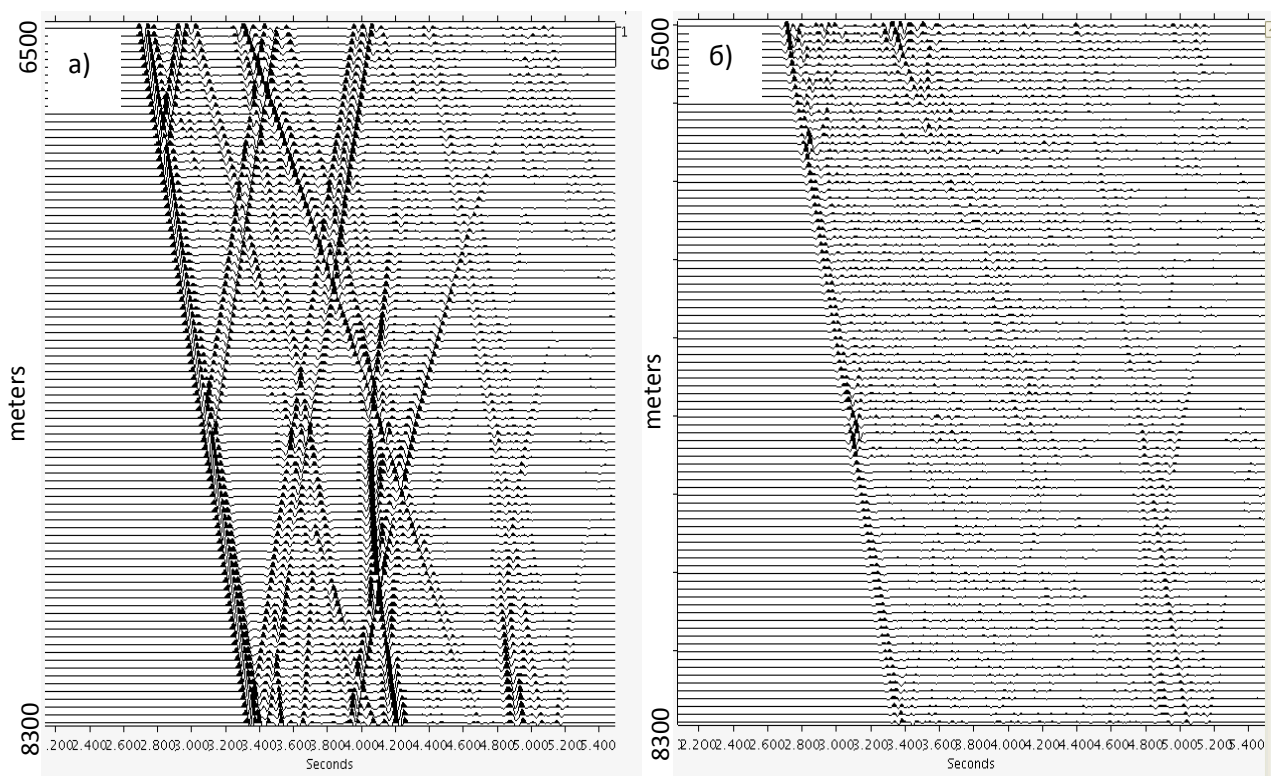


Рис. 3. Вертикальная компонента сейсмограмм, являющихся разницей между зарегистрированным волновым полем и полем рассчитанным в начальной среде (а) и в среде, полученной после обращения (б)

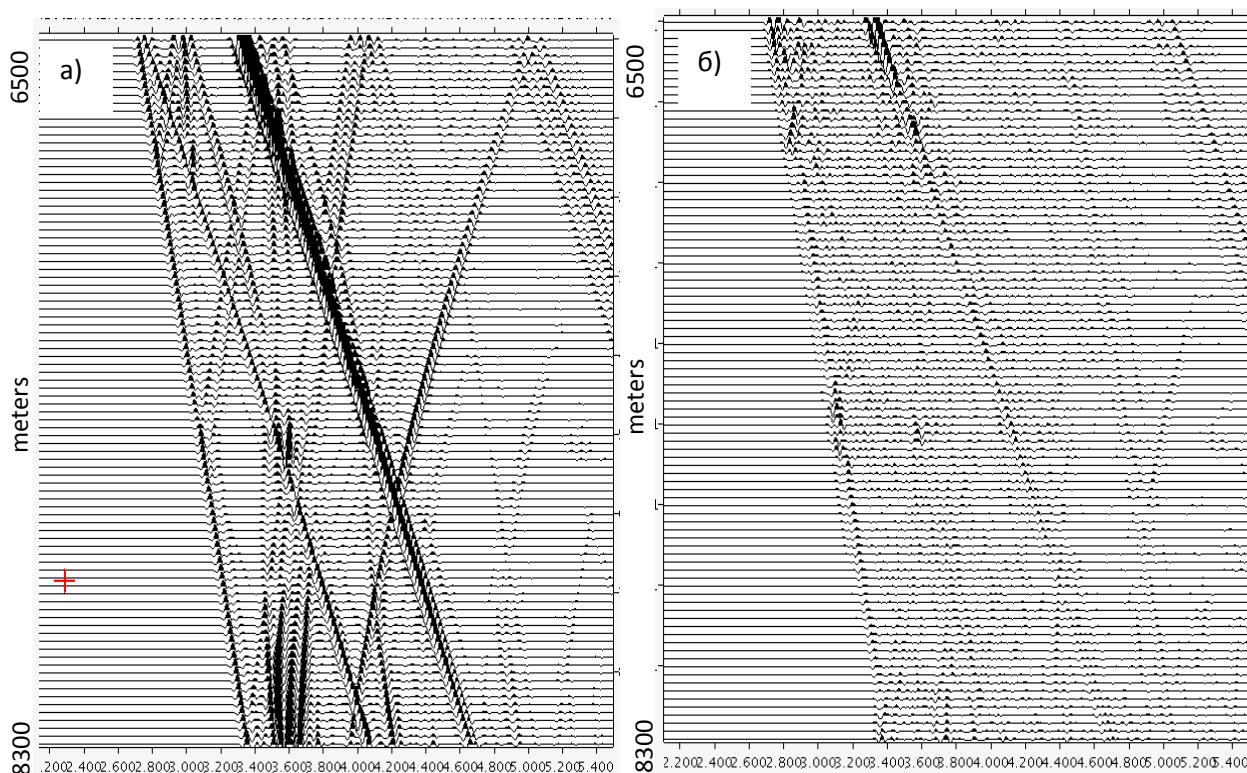


Рис. 4. Горизонтальная компонента сейсмограмм, являющихся разницей между зарегистрированным волновым полем и полем насчитанным в начальной среде (а) и в среде, полученной после обращения (б)

На нем приведены восстановленные в целевой области импедансы для продольной и поперечной волн (Р и S импедансы). Выбор этих параметров для обращения обусловлен тем, что они определяются наилучшим образом по отраженным волнам [3, 4]. Видно, что алгоритму удалось одновременно восстановить и отражающие границы в окрестности скважины по РР отражениям, а также границы солевого тела по PS обмену. Об амплитудах восстановленного Р импеданса можно судить по рис.1(в), на котором изображено полученное решение вдоль вертикальной линии, взятой на расстоянии 360 м от скважины. Видно, что импедансы для двух верхних границ восстановлены с хорошей точностью. Однако амплитуда нижней границы в два раза меньше искомой. Это объясняется, во-первых, смещением зоны освещения для нижней границы вправо от рассматриваемой вертикальной линии. Во-вторых, отсутствием в алгоритме специальных предобуславливателей, которые позволяют учитывать геометрическое расхождение и потери энергии при отражении от более глубоких границ. Одним из методов контроля качества работы алгоритма является анализ невязок между зарегистрированными сейсмограммами и сейсмограммами, насчитанными для восстановленной модели, так как это именно то, что минимизируется в процессе обращения. На рис. 3, 4 изображены эти невязки для вертикальной и горизонтальной компонент в той же шкале, что и невязки по отношению к начальной модели. Видно, что энергия как отраженных, так и обменных волн существенно уменьшилась. Норма невязки снизилась при этом в три раза. Таким образом,

можно сделать вывод, что алгоритму удалось объяснить большинство эффектов, наблюдаемых в зарегистрированном волновом поле.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был разработан алгоритм полного обращения волновых полей, основанный на конечно-разностном решении двумерных уравнений динамической теории упругости в случае изотропных сред. Он был применен к синтетическим данным непродольного ВСП, насчитанным в сложноустроенной модели с наличием соляного тела. Было показано, что алгоритм позволяет определять упругие импедансы среды в окрестности скважины под соляным телом, а также границы соляного тела.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор благодарит В.А. Чеверду и Игоря Бородину за полезные дискуссии в ходе выполнения работы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Virieux, J., Operto S. An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics [Text] / J. Virieux // Geophysics. – 2009. – V 74. – doi:10.1190/1.3238367.
2. Mora, P. R. Nonlinear two-dimensional elastic inversion of multioffset seismic data [Text] / P. R. Mora // Geophysics. – 1987. – V 52. – P. 1211–1228.
3. Tarantola A. A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data / A. Tarantola // Geophysics. – 1986. – V 51. – P. 1893–1903.
4. Сильвестров И.Ю. Прогнозирование строения среды ниже забоя скважины с помощью многокомпонентного обращения данных ВСП с выносным источником / И.Ю. Сильвестров // Технологии сейсморазведки. – 2007. – № 3. – С. 44–50.

© И.Ю. Сильвестров, 2010

УДК 520.834

А.С. Сердюков

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

SVD АНАЛИЗ ЛИНЕАРИЗОВАННОГО ОПЕРАТОРА ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ДИНАМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ УПРУГОСТИ ДЛЯ АНИЗОТРОПНЫХ СРЕД

A.S. Serdyukov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

SVD ANALYSIS OF LINEARIZED INVERSE PROBLEM OPERATOR FOR ELASTODYNAMIC SYSTEM IN ANISOTROPIC MEDIA

The problem of anisotropic media parameters definition is observed in the work. The problem is linearized. The parameters of the “containing” media C_{ij}^0 are expected to be known and their small disturbances dC_{ij}^0 are searched. We consider two formulations of the inverse problem: dynamic and kinematic. In the dynamic approach differences between “true” observed wavefield and computed for the current parameter values artificial wavefield are used as the initial data. In the inverse kinematic problem variations of waves travel-times are used. For the both observed approaches the problem adds up to the solution of linear equation $DB < dC > = du$, where dB is Freshe derivative of initial nonlinear inverse problem operator. On basis of numerical SVD of linear operator dB matrix approximation the analysis of inverse problem solution stable subspaces was made.

Работа посвящена исследованию возможности восстановления параметров анизотропной среды при решении линеаризованной обратной задачи для уравнений теории упругости. Параметры C_{ij}^0 «вмещающей» среды предполагаются известными и отыскиваются их малые возмущения dC_{ij}^0 . Изучены две постановки обратной задачи: динамическая и кинематическая.

Рассмотрим динамическую постановку. Решение прямой задачи описывается уравнениями теории упругости:

$$\begin{aligned}\rho \frac{\partial^2 u_1}{\partial t^2} &= \frac{\partial}{\partial x_1} \left(C_{11} \frac{\partial u_1}{\partial x_1} + C_{13} \frac{\partial u_3}{\partial x_3} \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(C_{44} \frac{\partial u_1}{\partial x_3} + C_{44} \frac{\partial u_3}{\partial x_1} \right) \\ \rho \frac{\partial^2 u_3}{\partial t^2} &= \frac{\partial}{\partial x_1} \left(C_{44} \frac{\partial u_1}{\partial x_3} + C_{44} \frac{\partial u_3}{\partial x_1} \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(C_{13} \frac{\partial u_1}{\partial x_3} + C_{33} \frac{\partial u_3}{\partial x_3} \right)\end{aligned}\tag{0.1}$$

Внесём малые возмущения в параметры среды: $C_{ij} = C_{ij}^0 + dC_{ij}$, $\rho = \rho_0 + d\rho$, соответствующее решение задачи (0.1) будем искать в виде: $\vec{u}_1 = \vec{u} + d\vec{u}$, где $d\vec{u}$ возмущение волнового поля, соответствующее возмущению параметров.

Вмещающая среда с параметрами C_{ij}^0 предполагается изотропной и однородной, а малые возмущения dC_{ij} могут быть произвольными. После подстановки в уравнения (0.1), отбрасывая величины второго порядка малости (Борновское приближение), переходя в частотную область, получаем:

$$(\lambda_0 + \mu_0)\nabla(\nabla d\vec{u}) + \mu_0\Delta d\vec{u} + \rho\omega^2 d\vec{u} = - \left(\begin{aligned} &\frac{\partial}{\partial x_1} \left(dC_{11} \frac{\partial u_1}{\partial x_1} + dC_{13} \frac{\partial u_3}{\partial x_3} \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(dC_{44} \frac{\partial u_1}{\partial x_3} + dC_{44} \frac{\partial u_3}{\partial x_1} \right) \\ &\frac{\partial}{\partial x_1} \left(dC_{44} \frac{\partial u_1}{\partial x_3} + dC_{44} \frac{\partial u_3}{\partial x_1} \right) + \frac{\partial}{\partial x_3} \left(dC_{13} \frac{\partial u_1}{\partial x_3} + dC_{33} \frac{\partial u_3}{\partial x_3} \right) \end{aligned} \right) \quad (0.2)$$

Из уравнения (0.2) получаем линейный оператор, связывающий возмущение параметров с возмущением волнового поля:

$$d\vec{u} = \int_{\Omega} \begin{pmatrix} G_{11} & G_{13} \\ G_{13} & G_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} f_1 \\ f_3 \end{pmatrix} d\xi_1 d\xi_3, \quad (0.3)$$

где Ω целевая область, $\vec{f}$ вектор правой части системы (0.2), а G матрица Грина соответствующей задачи с нулевой правой частью.

В качестве данных для решения обратной динамической задачи используются разность измеренного и рассчитанного волнового поля для текущего значения параметров. Для исследования возможности восстановления анизотропных свойств среды при решении обратной задачи для уравнений теории упругости была выбрана следующая параметризация:

$c_{11}\rho, c_{33}\rho, c_{13}\rho, c_{44}\rho, \rho$. Выбор данной параметризации мотивирован тем, что именно в терминах c_{ij} записывается закон Гука, а затем и уравнения эластодинамики (0.1). Умножение коэффициентов c_{ij} на плотность ρ связано с тем, что, как было показано, оптимальными параметрами для ВСП в изотропии являются упругие импедансы, а параметры $c_{11}\rho, c_{33}\rho, c_{13}\rho, c_{44}\rho$ являются «естественным продолжением» оптимальной параметризации на случай анизотропной среды. Кроме этого при такой параметризации рассматривается сразу же общий случай анизотропного возмущения в изотропной среде (не обязательно трансверсально изотропного) что так же является преимуществом.

Рассмотрим следующую систему наблюдений и параметры вмещающей среды изображённые на рис. 1:

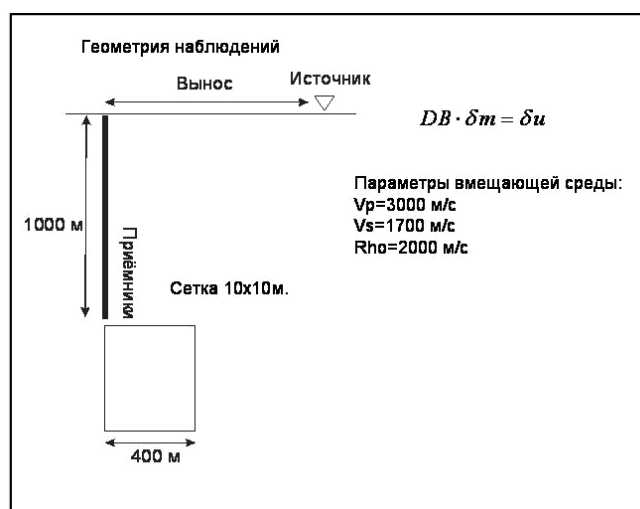
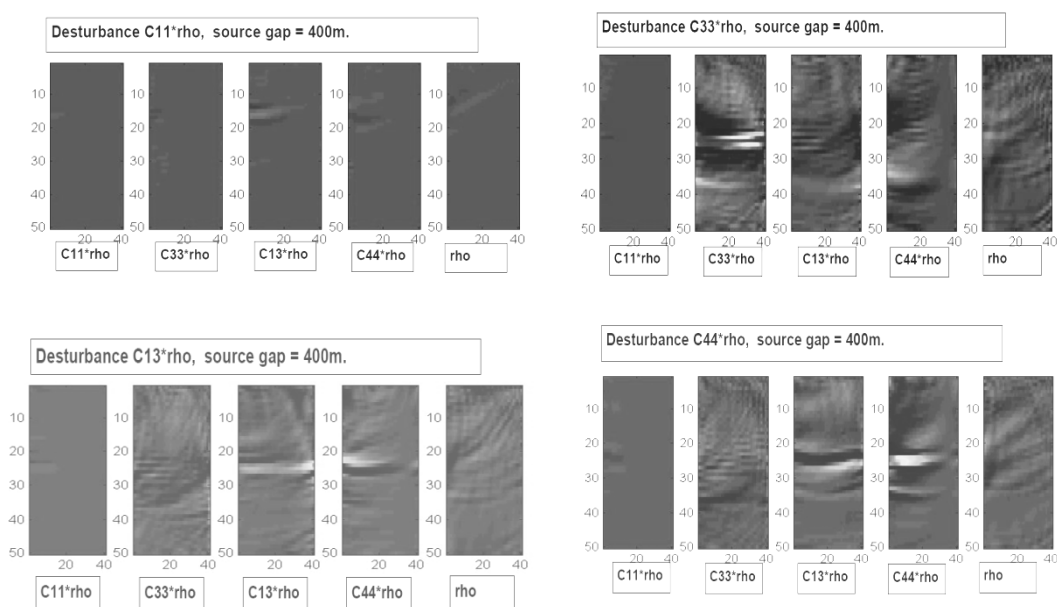


Рис. 1

Целевая область показана на рис. 1 прямоугольником. Приёмники располагались так же с шагом 10 м, а значения волнового поля в приёмниках дискретизовалось по частоте с шагом в 1 Hz, для интервала частот соответствующего импульсу Риккера с доминирующей частотой 30 Hz, который был использован в качестве зондирующего сигнала.

Было проведено численное SVD (сингулярное разложение) матричной аппроксимации линейного оператора действующего из пространства неизвестных в пространство данных. $DB: dC \rightarrow du$, использовалась процедура CGESVD из библиотеки LAPACK. В каждый из параметров поочерёдно вносилось возмущение (горизонтальный слой от 23 до 26 по оси z), а затем соответствующий вектор из пространства неизвестных проецировался на линейное подпространство, натянутое на первые правые сингулярные вектора для заданного числа обусловленности (10^{-3}). Были исследованы проекции для разных выносов. Проекции (результаты «восстановления») для выноса источника 400 м. показаны на рис. 3:



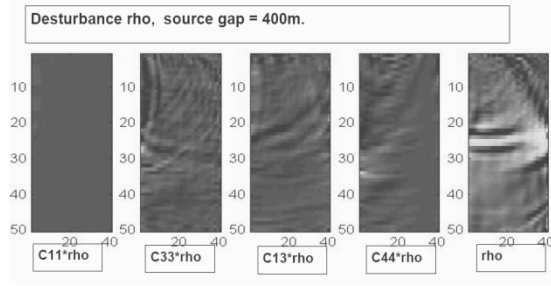


Рис. 3

В качестве исходных данных в кинематической задаче используются вариации времён прихода волн. Из уравнений (0.1) следует характеристическое уравнение:

$$\det \begin{pmatrix} \frac{C_{11}}{\rho} \tau_x^2 + \frac{C_{44}}{\rho} \tau_z^2 - 1 & \frac{C_{13} + C_{44}}{\rho} \tau_x \tau_z \\ \frac{C_{13} + C_{44}}{\rho} \tau_x \tau_z & \frac{C_{33}}{\rho} \tau_z^2 + \frac{C_{44}}{\rho} \tau_x^2 - 1 \end{pmatrix} = 0, \quad (0.4)$$

где τ время прихода волны. Внося возмущения в параметры: $C_{ij} = C_{ij}^0 + dC$, получим возмущение времён прихода: $\tau = \tau_0 + d\tau$, считая вмещающую среду изотропной, после подстановки в (0.4) получаем для $d\tau$, соответствующего Р-волне выражение:

$$d\tau = -\frac{1}{2} \int_{\Gamma_0} [dC_{11}(\tau_x^0)^4 + dC_{33}(\tau_z^0)^4 + 2(dC_{13} + 2dC_{44})(\tau_x^0)^2(\tau_z^0)^2] dS_0, \quad (0.5)$$

где интегрирование ведётся по лучу Γ_0 в невозмущённой среде. Если вмещающая среда однородна, то Γ_0 для каждой пары источник-приёмник есть просто прямая, а производные τ_x^0, τ_z^0 равны направляющим косинусам этой прямой. Заметим, что из формулы (0.5) видно, что параметры dC_{13} и dC_{44} связаны друг с другом. Была взята система наблюдений изображённая на рис. 4.



Рис. 4

Источники и приёмники брались с одинаковым равномерным шагом, целевая область дискретизовалась с тем же шагом по обеим осям.

Так же как и для динамической задачи был проведён SVD анализ матричной аппроксимации линейного оператора (0.5). Затем строились проекции возмущений параметров (горизонтальный слой от 18 до 22 по глубине) на линейные подпространства, соответствующие старшим сингулярным векторам (число обусловленности 10^{-3}). Результат «восстановления» показан на рис. 5.

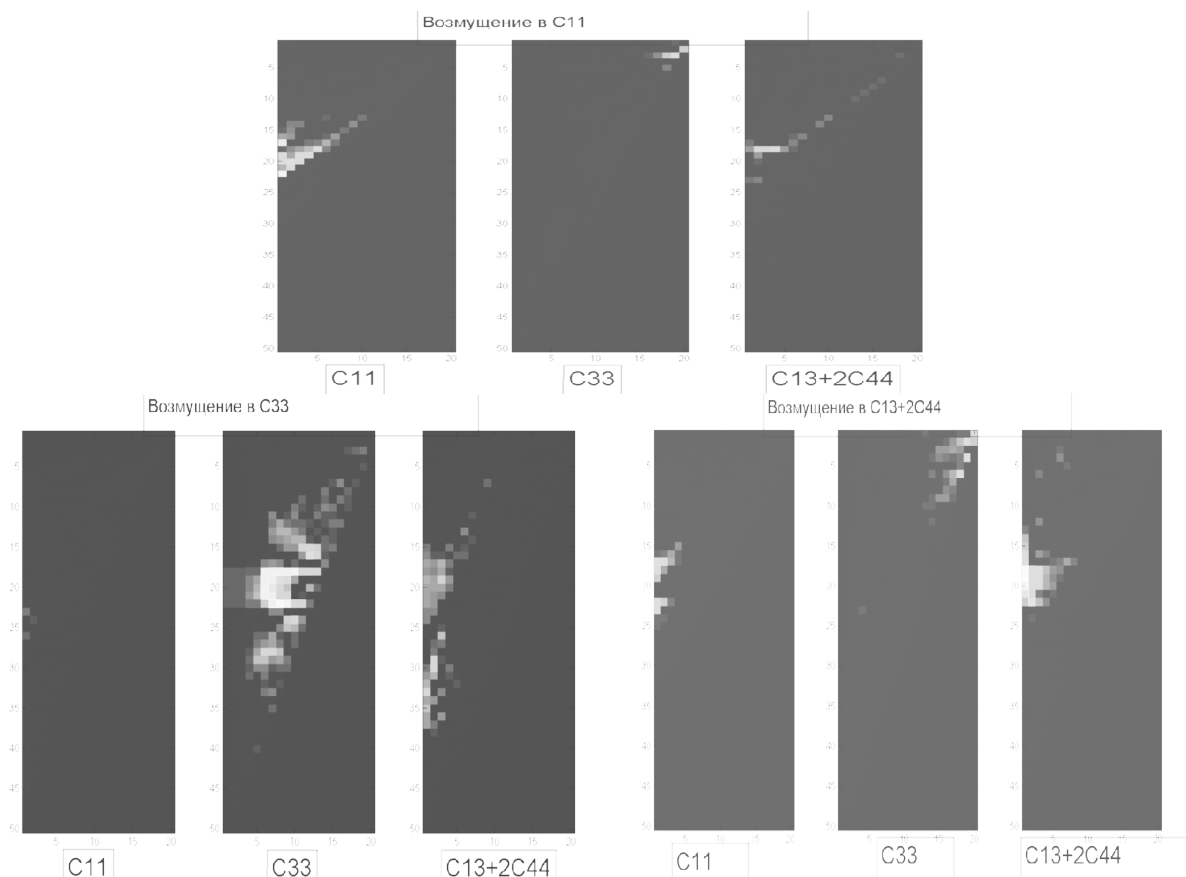


Рис. 5

Из проекций изображённых на рис. 3 и рис. 5 видно, что при решении динамической задачи с вертикальной системой наблюдения (рис.1) хорошо восстанавливаются лишь два параметра среды: ρC_{33} и ρC_{44} , а при решении обратной динамической задачи с системой наблюдений такой как на рис.4. восстанавливается лишь один параметр C_{33} . Таким образом можно сделать вывод что анизотропные свойства сред при вертикальной системе наблюдений практически не восстанавливаемы в рамках исследованных двух подходов.

© А.С. Сердюков, 2010

УДК 550.389

¹Р.А. Рахматулин, ²С.Ю. Хомутов, ¹В.В. Харченко

¹ИСЗФ СО РАН, Иркутск; ²АСФ ГС СО РАН, Новосибирск

РЕЗУЛЬТАТЫ МАГНИТНОЙ СЪЕМКИ НА ЛЬДУ ОЗ. БАЙКАЛ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Представлены предварительные результаты магнитной съемки на льду оз. Байкал. Рассмотрены некоторые технические и методические аспекты съемки, сделана оценка точности.

R.A. Rakhmatulin⁽¹⁾, S.Yu. Khomutov⁽²⁾, V.V. Kharchenko⁽¹⁾

(1) – Institute of Solar-Terrestrial Physics of SB RAS, Irkutsk; (2) – Altay-Sayan Branch of Geophysical Survey of SB RAS, Novosibirsk

THE RESULTS OF THE MAGNETIC SURVEY AT ICE OF BAYKAL LAKE: TECHNOLOGY AND METHODOICAL ASPECTS

The preliminary results of the magnetic survey at ice of Baikal Lake are presented. Some technical and methodical aspects and the accuracy estimations are considered.

1. Введение

Байкальская рифтовая зона (БРЗ) и, в частности, ее центральное звено - оз. Байкал, является объектом для обширных научных и прикладных исследований. Изучение БРЗ проводится различными методами: сейсмологическими, гравиметрическими, магнитными и другими. Исторически первичная геофизическая информация была получена с помощью гравиметрических и магнитных съемок, выполняемых как часть крупномасштабных проектов [1]. В настоящее время приоритет отдается сейсмическим методам (см., например, [2, 3]).

В экспериментальных исследованиях магнитного поля БРЗ и его центральной части – оз. Байкал, можно выделить три этапа:

1) Аэромагнитная съемка в 60-х годах, обобщение результатов которой представлено в работах [4, 5, 6];

2) Гидромагнитная съемка всей акватории оз.байкал, выполненная в 1970 г. С помощью протонного магнитометра пм-5 с катера, некоторые детали изложены в работе [7]. Сюда же можно отнести комплексную гидромагнитную съемку, выполненную в 1977 г. С помощью аппаратуры института океанологии ан сср в отдельных районах оз. Байкал, в т.ч. Компонентные магнитные измерения по отдельным профилям, сопровождающиеся эхолотными измерениями и сейсмопрофилированием. Результаты этих работ изложены в статье [8], к сожалению, детали выполненной съемки в статье упущены;

3) Проведение с 80-х годов (разовые наблюдения – в более ранние периоды) практически непрерывных магнитных измерений в отдельных локальных областях брз, которые ориентированы на тектономагнитные задачи в интересах прогноза землетрясений (см., например, работу [9]).

Таким образом, с конца 70-х годов прошлого столетия массовые магнитные измерения в БРЗ для изучения аномального магнитного поля практически не проводились. Вероятная причина этого – относительно высокая стоимость полевых работ. В последующем, при возобновлении экспериментальных работ, акцент был сделан на сейсмические методы, бурение и глубоководные погружения. Также усилия были направлены на развитие методов интерпретации данных, в т.ч., полученных ранее (см., например, [10]).

Отметим, что данные по магнитному полю БРЗ – это практически только аномалии модуля индукции F , частично дополненные вариационными профильными измерениями компонент H и Z . Измерения полного вектора как в постоянных пунктах (за исключением магнитной обсерватории "Патроны" ИСЗФ СО РАН и частично – на станции ИНГГ СО РАН в п.Энхэлук), так и при съемках не выполнялись.

2. Используемая аппаратура, район съемки, условия наблюдений

Для проведения компонентной магнитной съемки на льду оз. Байкал использовались следующие приборы:

- *Протонный оверхаузеровский магнитометр POS-1* в обсерваторском (регистрация на ноутбук) и полевом (регистрация на специальный накопитель DLPOS) варианте. Абсолютная точность измерения модуля магнитной индукции F около 0.5 нТл, периодичность измерений до 1 с;

- *DI-магнитометр* для измерения магнитного склонения и наклона на базе немагнитного теодолита ЗТ2КП и феррозондового датчика в качестве нуль-индикатора. Инструментальная погрешность угловых компонент поля около 5-15", наклонение определялось в абсолютном смысле, склонение – в относительном (был необходим азимут удаленного репера). Для установки магнитометра использовался немагнитный штатив;

- *Магнитометр M-27M* для определения приращения вертикальной составляющей Z с приборной погрешностью около 4–5 нТл.

Магнитометры перед полевыми измерениями были протестированы на обсерваториях "Патроны" (ИСЗФ СО РАН, Иркутск) и "Ключи" (АСФ ГС СО РАН, Новосибирск). Непосредственно перед выездом на лед на станции "Узур" были выполнены специальные тестовые наблюдения в условиях, близких к реальным. Отметим также, что в период полевых измерений на станции Узур с помощью феррозондового трехкомпонентного магнитометра LEMI-418 непрерывно измерялись составляющие D, H, Z , что обеспечивало съемку достаточно представительными данными о вариациях поля.

Геодезические координаты на маршруте и точное время определялись с помощью GPS-навигатора Garmin eTrex Legend. Автономное питание

обеспечивалось двумя батареями 12В, 175 АхЧас и конвертером 12-220В. Велась фото- и видеосъемка. Для перевозки аппаратуры и специалистов по льду были задействованы два автомобиля УАЗ-3909.

Район проведения магнитной съемки (к северу от о.Ольхон до Ушканьих островов) был предварительно определен исходя из результатов выполненного анализа состояния магнитной изученности Байкала, интересных в научном плане районов, а также с учетом возможных базовых стоянок и ледовой обстановки. Первый профиль был проложен вдоль Академического хребта, два вторых были спланированы по результатам первого дня измерений и проложены поперек первого от западного до восточного берегов (см. рис. 1). Поскольку DI-наблюдения более трудоемки, было решено выполнять их через 10 км, а измерения dZ и F – каждые 5 км.

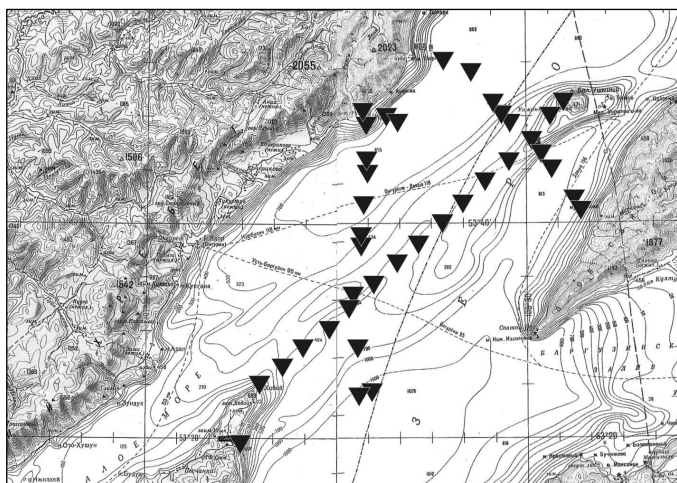


Рис. 1. Расположение профилей магнитной съемки. Профиль 1 в направлении "ЮЗ-СВ" (мыс Хобой – о. Бол. Ушканый), профиль 2 – "СЗ-ЮВ" (мыс Шартлай – мыс Маркова), профиль 3 – "С-Ю" (мыс Рытый – акватория с максимальной глубиной)

облачность, снег. Ледовая обстановка была благоприятной – безопасный лед толщиной свыше 1 м, торосы по маршруту практически не встречались. Магнитных возмущений в период измерений не было, К-индекс 6–7 марта не превышал 1, 8 марта был не более 3.

3. Методика измерений

Методика измерений магнитометрами М-27М и POS-1 была стандартная. Методика DI-измерений также соответствовала общепринятой на магнитных обсерваториях. На каждом пункте профиля выполнялось две полных серии определения склонения и наклонения, включая измерение F над штативом в конце DI-наблюдений. Оценка точности измерения dD и I по парным результатам дает около $\pm 0.8'$ и $\pm 8''$, соответственно.

Общая протяженность профилей около 150 км, общее количество пунктов измерений dZ, F – 32, в том числе определение полного вектора (D,I,F) сделано на 16 пунктах.

Съемка на льду была выполнена в течение 6–8 марта 2009 г., по одному профилю каждые сутки (первоначально планировалось шесть суток работы, но обстоятельства вынудили завершить измерения раньше). Метеорологические условия были приемлемыми – температура в дневное время не опускалась ниже -10°C , ветер переменный до сильного. 6 марта погода была солнечная, 7 и 8 марта – переменная

Важным моментом была необходимость определения на каждом пункте азимута удаленного репера, необходимого для вычисления магнитного склонения. Использовались два метода – астрономический и геодезический.

В первом методе азимут репера определялся по измерению азимута Солнца согласно [11]. На каждом пункте выполнялось две независимых серии, каждая из которых занимала около 10 мин. Погрешность определения азимута оценивается не хуже $0.5'$.

При отсутствии видимости Солнца использовался приближенный геодезический метод: с помощью GPS-навигатора определялись геодезические координаты пункта измерений и удаленного репера, в качестве которого использовался автомобиль, который отъезжал на 1–3 км. Затем вычислялся азимут на эллипсоиде в системе WGS84. Формальная оценка точности по погрешности плановых координат составляет около $5-8'$, однако сравнение азимутов репера, полученных одновременно двумя методами на трех пунктах, показало, что разница не превышает $1-2'$.

Поскольку поле во время съемок было достаточно спокойным и изменения за 10–20 мин. были малы по сравнению с пространственными вариациями, то измерения D, I, F на одном пункте формально рассматривались как одномоментные и специальные редукции для предварительного анализа не применялись.

4. Основные результаты и обсуждение

На рис. 2 представлены оценки пространственного распределения различных элементов поля, полученные по данным магнитной съемки. В целом можно отметить наличие нескольких аномалий в склонении D с перепадом до $30'$ и достаточную однородность распределения наклонения I с медленным ростом от Ольхона к Ушканьим о-вам тоже примерно на $30'$. Изодинамы F показывают пространственную изменчивость более 400 нТл с отрицательными аномалиями вблизи восточного берега и положительными – у западного. Сопоставление полученной картины распределения F с данными в [8, 12] в целом показало совпадение, хотя существуют некоторые различия.

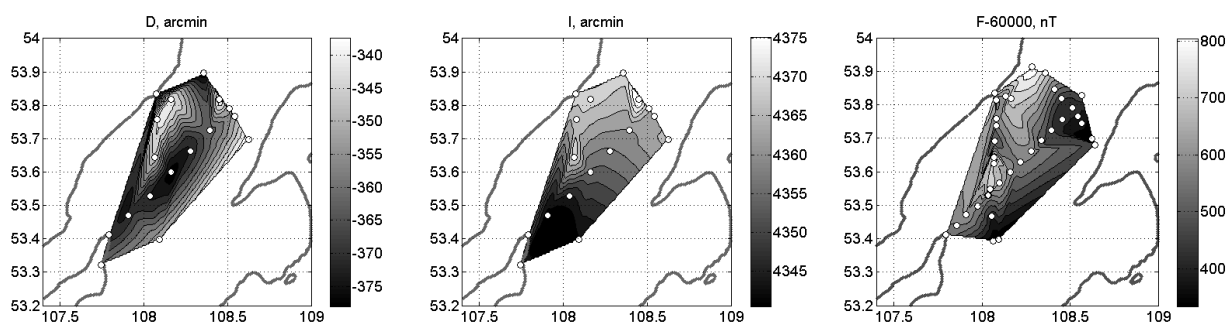


Рис. 2. Пространственное распределение магнитного склонения D , наклонения I и модуля индукции F по результатам магнитной съемки на акватории оз. Байкал в марте 2009 г. Символом "о" отмечены пункты профилей, на которых выполнялись измерения

Необходимо отметить следующие моменты, которые показала выполненная съемка:

– Качество полевых измерений на поверхности льда при температурах до -10°C вполне приемлемо для оценки пространственных вариаций поля (аномалии с амплитудами в сотни нТл). Погрешности определения склонения (без учета возможных ошибок в определении удаленного репера) оцениваются в $1\text{--}1.5'$, погрешности наклонения – в $0.1\text{--}0.2'$. Точность F-измерений с помощью магнитометра POS-1 – не хуже 1 нТл, точность приращений dZ – на уровне первых десятков нТл;

– Требуется более строгий контроль достоверности оперативной информации из-за почти неизбежных ошибок при считывании показаний приборов и ручной их записи в полевом журнале (оптимально – непосредственно на пункте наблюдений, без демонтажа настроенных магнитометров);

– Остается неопределенным вопрос о надежности определения азимута удаленного репера по GPS-координатам (оценки получаются на уровне $1\text{--}2'$). Однако ясно, что расстояние до репера должно быть как можно большим, возможно – 5–10 км или больше.

Благодарности. Авторы благодарят начальников метеорологических станций "Узур" и "Ушканьи острова" за помощь в организации и проведении работ на льду. Работа выполнена при поддержке регионального гранта РФФИ 08-05-98073-р_сибирь_a.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Новоселова М.Р. Об особенностях и источниках гравитационных и магнитных аномалий северо-восточной части Байкальской рифтовой зоны // Байкальский рифт. – Новосибирск: Наука, 1975. – С. 50–65.

2. Emmerson B., Jackson J., McKenzie D., Priestley K. Seismicity, structure and rheology of the lithosphere in the Lake Baikal region // Geophys. J. Int. – 2006. – V.167. – P. 1233–1272.

3. Яковлев А.В., Кулаков И.Ю., Тычков С.А. Глубина Мохо и трехмерная структура сейсмических аномалий земной коры и верхней мантии в Байкальском регионе по данным локальной томографии // Геол. и геофизика. – 2007. – Т. 48, № 2. – С. 261–282.

4. Блюменцвайг В.И., Мандельбаум М.М. О некоторых вопросах тектоники Саяно-Байкальской горной области и сопредельных территорий по данным аэромагнитной съемки // Геофизические исследования при решении геологических задач в Восточной Сибири. – М.: Недра, 1964. – Вып. 3. – С.

5. Булмасов А.П. Некоторые особенности геофизических полей и структуры земной коры Прибайкалья // Байкальский рифт. – М.: Наука, 1968. – С. 113–123.

6. Коростин П.В. Магнитное поле Прибайкалья и опыт его геологической интерпретации // Байкальский рифт. – М.: Наука, 1968. – С. 131–140.

7. Анистратенко А.Г., Белугина П.В., Коростин П.В. и др. Магнитная съемка озера Байкал // Геомагн. и аэрономия. – 1973. – Т. 13, № 2. – С. 387–388.

8. Валяшко Г.М., Мирлин Е.Г., Шрейдер А.А. и др. Аномальное магнитное поле акватории озера Байкал // Геолого-геофизические и подводные исследования озера Байкал. – М., 1979. – С. 111–118.

9. Дядьков П.Г., Мандельбаум М.М., Татьков Г.И. и др. Особенности развития сейсмотектонического процесса и процессов подготовки землетрясений в центральной части Байкальской рифтовой зоны по результатам тектономагнитных исследований // Геол. и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 3. – С. 346–359.

10. Эпов М.И., Неведрова Н.Н., Санчаа А.М. Геоэлектрическая модель Баргузинской впадины Байкальской рифтовой зоны // Геол. и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 7. – С. 811–829.

11. Уралов С.С. Курс геодезической астрономии. – М.: Недра, 1980. – 592 с.

12. Новоселова М.Р. Магнитная модель Байкальской впадины // Сейсмичность и глубинное строение Прибайкалья. – Новосибирск: Наука, 1978. – С. 88–94.

© Р.А. Рахматулин, С.Ю. Хомутов, В.В. Харченко, 2010

УДК 550.8.05

П.С. Расковалов, А.Н. Фаге, А.А. Власов, И.Н. Ельцов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РАБОТЫ С АВТОНОМНЫМИ КАРОТАЖНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ И ПРЕПРОЦЕССИНГА ДАННЫХ

Постоянный рост сложности задач поиска и разведки углеводородов, в том числе, повсеместное увеличение объема бурения горизонтальных скважин приводит к новым технологическим требованиям в геофизических исследованиях. В частности, это означает повышение требований к точности и достоверности результатов интерпретации, что автоматически приводит к созданию нового оборудования и разработке сопутствующих программных средств. Разрабатываемое программное обеспечение должно, по сравнению со своими предшественниками, показывать заметно лучшие результаты в плане точности и качества предобработки данных. В то же самое время, требуется поддержка предыдущих версий каротажного оборудования.

P.S. Raskovalov, A.N. Faguet, A.A. Vlasov, I.N. Yeltsov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS

Koptyug, 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

SOFTWARE DEVELOPMENT FOR SELF-REACTING LOGGING SONDS SUPPORT AND DATA PREPROCESSING

Constant increase in complexity of hydrocarbon explorations, including raising popularity of horizontal wells brings us to new technological requirements in geological surveys. This includes leveling up precision and interpretation results reliability, which stimulates production of new equipment and future servicing software development. This new software should be better performing in matters of precision and logging data preprocessing quality, in the mean time it also should have support for previous revisions of logging tools.

Усложнение задач поиска и разведки углеводородов, в том числе, повсеместное увеличение объема бурения горизонтальных скважин диктует весьма жесткие требования к промысловым геофизическим исследованиям в скважине. В частности, необходимо повышение точности измерений и достоверности интерпретации каротажных данных, что стимулирует создание приборов нового поколения автономного каротажа и каротажа в процессе бурения. Также необходимо создавать новое программное обеспечение для работы с этими приборами и повышения качества предобработки измеренных данных. Кроме того, существует имеющая широкое распространение

аппаратура, функционал которой необходимо поддерживать программными решениями. Это приводит к ситуации, когда создаваемый программный продукт должен сочетать в себе возможности работы как с новыми, так и со старыми приборами. Основной программный комплекс, используемый в данный момент для работы с приборами производства НПП ГА «Луч» – RealDepth v4 не удовлетворяет вышеприведенным требованиям и, кроме того, несовершенен с точки зрения реализации: сложный и плохо поддерживаемый программный код. Способом решить вышеназванные проблемы стало создание системы для работы с каротажными приборами и обработки данных RealDepth v5.

Архитектура системы RealDepth v5

В ходе проектирования программного комплекса для обработки данных автономного каротажа RealDepth v5 были пройдены следующие этапы:

- Проведен анализ структуры и возможностей существующего комплекса realdepth v4;
- Предложена новая архитектура с учетом требований к новой системе и недостатков предыдущей;
- Разработана и реализована архитектура (рис. 1) программного модуля, ее описание приведено ниже.

В ходе разработки системы RealDepth v5 было принято решение разделить ее на два основных блока: блок модулей работы с данными (AlmazDriver и AlmazMath) и блок визуализации и пользовательского интерфейса. Такое разделение потребовалось из-за различия в технологиях, используемых в процессе обработки данных и в процессе визуализации. Если в первом случае оправданными, с точки зрения эффективности, являются языки C++ и FORTRAN, то во втором – удобным с точки зрения использования является .NET. Для взаимодействия вышеописанных блоков был использован промежуточный C-интерфейс. Таким образом, структура системы RealDepth v5 выглядит так:

1. FORTRAN, C++ блок – отвечает за обработку сообщений от прибора (AlmazDriver), вычислительные математические операции с данными (AlmazMath) и формирование файлов формата LAS;
2. .NET блок – отвечает за визуализацию, хранение данных, пользовательский интерфейс программы и организацию взаимодействия между модулями AlmazMath, AlmazDriver и LASMaker;
3. C-интерфейс – отвечает за взаимодействие между вышеописанными блоками;

Логика работы системы строится следующим образом: модуль AlmazDriver получает информацию непосредственно с прибора и обрабатывает ее в соответствии с заранее установленными правилами, затем «сырые» данные отдаются на обработку в модуль AlmazMath, где к ним применяются требуемые математические преобразования, после этого, данные уходят в хранилище, модуль визуализации и, наконец, в модуль формирования файла формата LAS.

Вышеописанная логика работы является стандартной для программ такого рода и не раз демонстрировала свою простоту и эффективность.

В реализации программного комплекса, помимо вышеназванных языков и средств разработки была использована библиотека Qt.

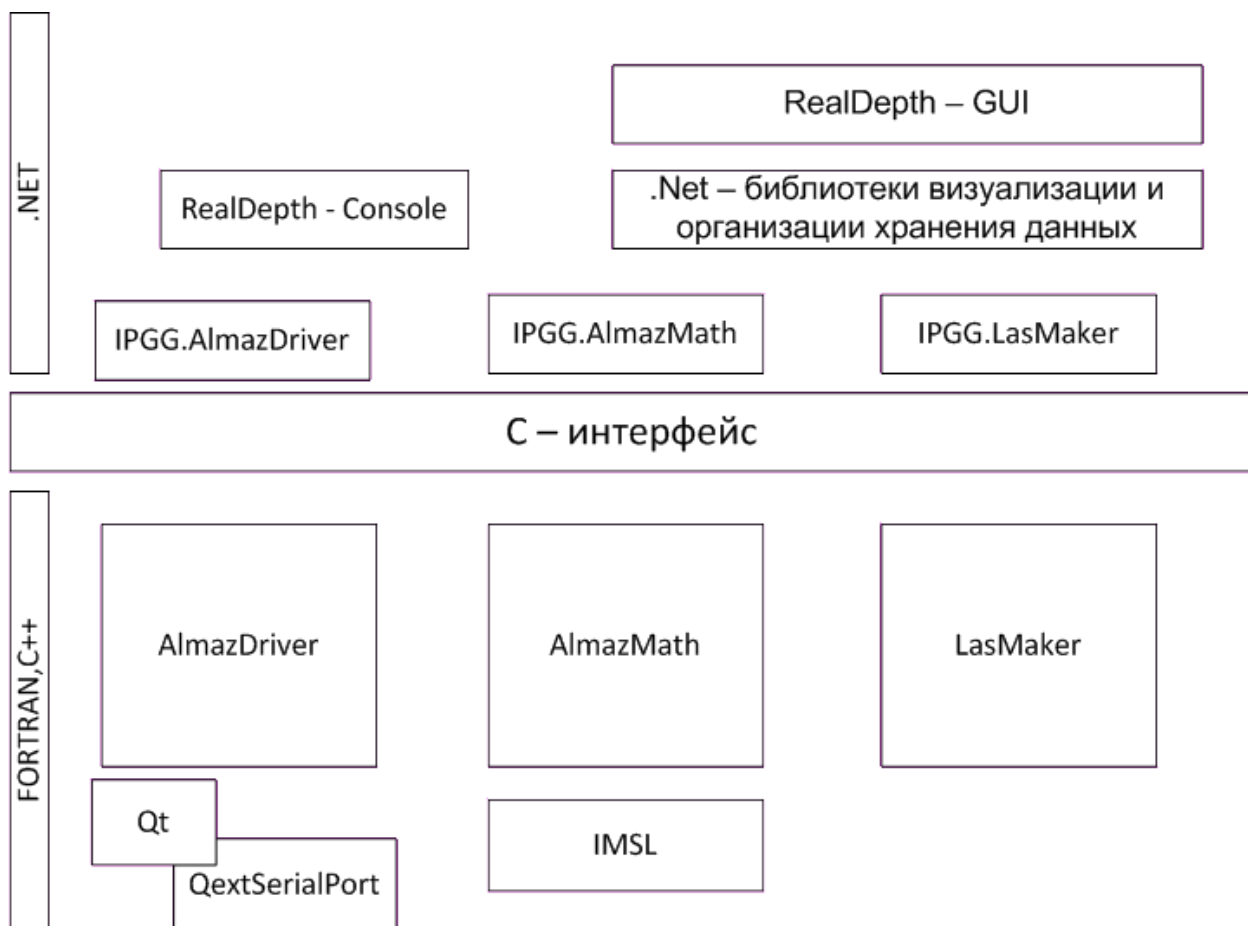


Рис. 1. Архитектура программного комплекса RealDepth v5

Технические особенности модулей программного комплекса RealDepth v5

Как уже упоминалось выше, программный комплекс RealDepth v5 состоит из двух блоков, каждый из которых, в свою очередь, делится на несколько модулей. Каждый модуль имеет свою специфику и особенности реализации.

AlmazDriver – предоставляет единый программный интерфейс взаимодействия со всеми автономными приборами НПП ГА "Луч". Имеет возможность добавления других каналов связи с прибором: USB, RS485, TCP/UDP, Bluetooth и т. д. Позволяет проведение тестирования программного обеспечения прибора. Модуль является кросс-платформенным и может быть интегрирован в другие проекты. Для добавления нового прибора или команды не требует полной перекомпиляции проекта. Также имеет возможность локализации на другие языки.

RealDepth-Console – позволяет выполнять основные функции системы. Поддерживает вызов функций системы из других программных продуктов.

Las-Maker – поддерживает чтение файлов формата LAS различных диалектов. Осуществляет предобработку и последующее сохранение данных.

AlmazMath – расчетный модуль, содержащий функции для обработки экспериментальных каротажных данных: фильтрация, увязка по глубине, восстановление глубины по данным ПЛП, восстановление траектории скважины и т. д.

Модуль хранилища – модуль, отвечающий за хранение данных в процессе работы с системой RealDepth v5.

Модуль визуализации и пользовательского интерфейса – набор функций, реализующих визуализацию данных и позволяющих пользователю взаимодействовать с программным комплексом через графический интерфейс. Данная часть программы использует функциональность, предоставляемую всеми остальными модулями.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Еремин В.Н. Разработка аппаратуры электромагнитного каротажа в процессе бурения с корпусом из полимерного композиционного материала: Дис. ... канд. техн. наук 25.00.10 Новосибирск, 2006 92 с. РГБ ОД, 61:06-5/1413.

© П.С. Расковалов, А.Н. Фаге, А.А. Власов, И.Н. Ельцов, 2010

УДК 550-8
Б.И. Прилоус
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ВОЗМОЖНОСТЬ СУЩЕСТВОВАНИЯ ВОЛН С АНОМАЛЬНО НИЗКИМИ СКОРОСТЯМИ В БЛОЧНЫХ СРЕДАХ

Отказ от гипотезы непрерывности среды приводит к новым уравнениям движения бесконечного порядка, причиной чему является неэквивалентность разностных и дифференциальных операторов. Построение сред со структурой приводит к появлению большого числа степеней свободы в описании репрезентативного элементарного объема среды с геометрическими характеристиками, очень важную роль среди которых, наряду с привычной пористостью, играют удельная поверхность среды и характерный размер микроструктуры. Следствием новых уравнений движения является возможность существования волн с предельно малыми скоростями, ничем не ограниченными снизу.

B.I. Prilous
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

POSSIBILITY OF EXISTENCE OF WAVES WITH ANOMALOUSLY LOW SPEEDS IN BLOCK MEDIA

Rejection of the media continuum hypothesis brings to the new equations of infinite order, reason to what is the nonequivalence of the classical passage to the limit of differential operators into the difference operators at the examination of the block-structured medium. The construction of media with the structure order of its characteristic size leads to the appearance of new degrees of freedom in the description of the representative volume element of medium with the geometric descriptors, very important role among which, together with the porosity conventional in the customary description of porous bodies, plays specific surface area and its characteristic size.

Модель реальной геологической среды можно представить в виде множества некоторых структурных особенностей (гранул, трещин), находящихся на некотором среднем, характерном для рассматриваемой среды расстоянии друг от друга. Среда считается состоящей из матрицы (скелета), т.е. совокупности твердых частиц, связанных между собой, поры которого заполнены флюидом. Расстояние между характерными особенностями рассматриваемой среды с позиций интегральной геометрии тесно связано не

только с пористостью, но и с очень важным для горных пород показателем - ее удельной поверхностью:

$$\sigma_0 l_0 = 4(1 - f) \quad (1)$$

где f – пористость, σ_0 – удельная поверхность, l_0 – характерный размер структуры.

Вывод формулы подробно изложен в [1]. Из нее следует, что, поскольку пористость – это безразмерный параметр, то для определенной удельной поверхности σ_0 рассматриваемого тела существует вполне определенный средний (характерный) размер его структуры l_0 . Строгий континуальный классический подход деформирования среды предполагает с физической точки зрения существование некоторого репрезентативного элементарного объема, который принимается за математическую точку в уравнениях среды, т.е. любые физические свойства в некоторой точке принимаются за средние по объему некоторой сферы достаточно малого радиуса.

При этом математический формализм предельного перехода при осреднении поверхностных сил (среднее по объему = значению в точке) считается оправданным. Для сил инерции континуальный подход применим и к гетерогенным средам, поскольку они действуют на центр тяжести рассматриваемого объема. Однако внутренние напряжения в этом объеме создаются поверхностными силами, воздействующими на его поверхность. В классической механике сплошной среды учет внутренних напряжений в объеме осуществляется стягиванием элементарного объема в точку.

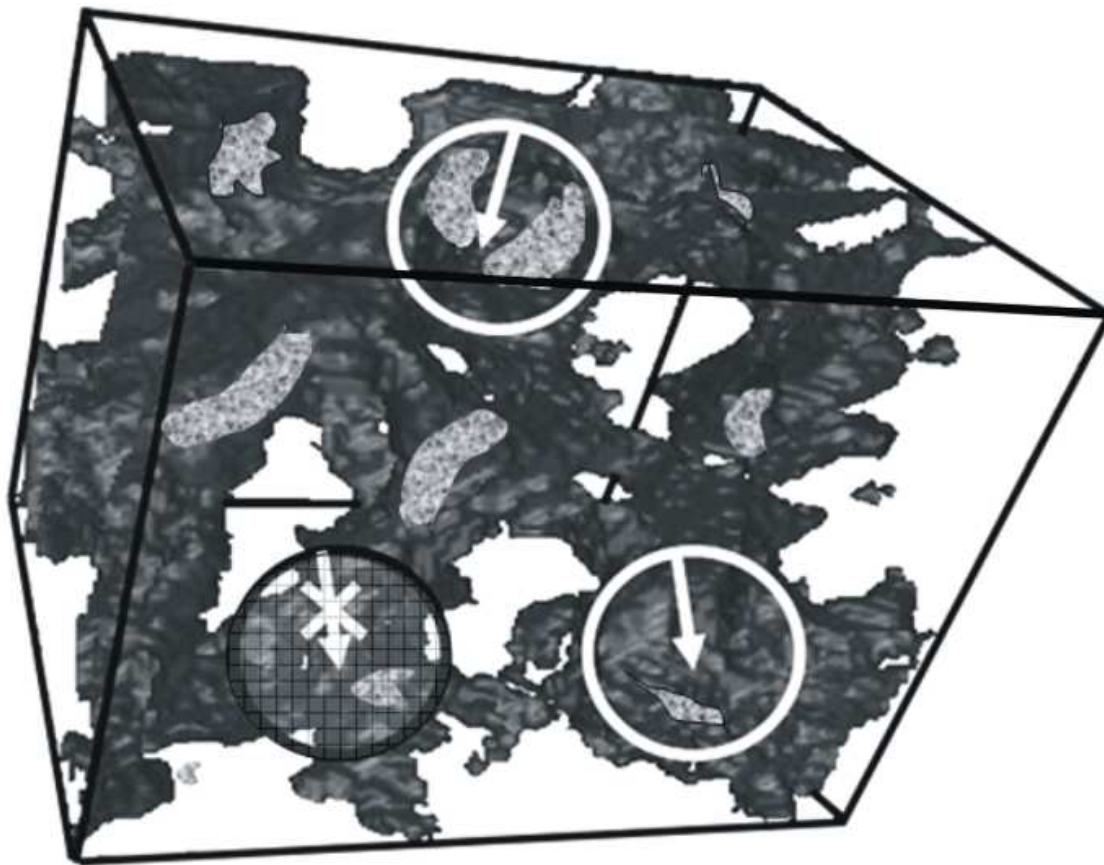


Рис. 1. Представительные объемы пористой гетерогенной среды

В блочной структурированной среде с ее характерным размером между ее структурными особенностями проведение подобной операции невозможно. Это иллюстрируется на рис. 1, где белые контуры (на рисунке – окружности) представительного объема пористой гетерогенной среды опираются на гомогенные элементы матрицы пористой породы, и физически ощутим характерный размер среды. Черный контур заштрихованного сеткой объема проходит по гетерогенным элементам, матрице и поровому пространству, занятому флюидом (белый цвет в объеме рисунка). При этом, естественно, возникают тем более контрастные разрывы сплошности, чем контрастнее упругие свойства матрицы и флюида в пористом теле. Поэтому объемы справа являются физически представительными объектами, объем слева – нет.

Оператор переноса поля в центр выделенной сферы (структуры) радиуса l_0 можно обобщить, согласно оригинальной идее академика В.П. Маслова [4] следующим образом:

$$P(D_x, D_y, D_z, l_0) = \frac{1}{4\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^\pi e^{l_0(D_x \sin\theta \cos\varphi + D_y \sin\theta \sin\varphi + D_z \cos\theta)} \sin\theta d\theta d\varphi \quad (2)$$

В (2) D_x, D_y, D_z – символические переменные, l_0 – средний линейный размер структуры, определяемый удельной поверхностью пор и трещин, в соответствии с выражением (1). С помощью такого оператора мы ставим в соответствие реальному полю напряжений и деформаций некоторый непрерывный образ последних, по отношению к которому дифференциальные операции имеют обычный смысл. Его можно назвать оператором структурированной сплошности, благодаря действию которого можно применять основные законы сохранения к напряжениям, им сглаженным.

С использованием формулы Пуассона [2] можно показать, что

$$\begin{aligned} P(D_x, D_y, D_z; l_0) &= \frac{1}{2} \int_{-1}^1 \exp(l_0 \sqrt{\Delta} \cdot t) dt = \int_0^1 \text{Ch}(l_0 \sqrt{\Delta} \cdot t) dt = \\ &= \frac{\text{Sh}(l_0 \sqrt{\Delta})}{l_0 \sqrt{\Delta}} = E + \frac{l_0^2 \Delta}{3!} + \frac{l_0^4 \Delta \Delta}{5!} + \dots \end{aligned} \quad (3)$$

Согласно гипотезе классического континуума характерный размер структуры сплошного тела l_0 это размер физически малого репрезентативного объема среды (математической точки) и оператор P превращается в единичный оператор E . Для структурированного блочного тела $l_0 > 0$ и это необходимо учитывать в уравнениях движения [3]

$$\frac{\partial [P(\sigma_{ik})]}{\partial x_k} = \ddot{u}_i \quad (4)$$

В одномерном случае они будут выглядеть как

$$u'' (E + \frac{l_0^2 \square}{3!} + \frac{l_0^4 \square \square}{5!} + \dots) + k_s^2 u = 0 \quad (5)$$

где $k_s = \omega / v$ есть волновое число, характерное для обычных продольных или поперечных волн. Решение этого уравнения в виде экспоненты $u = Ae^{ikx}$ дает для неизвестного волнового числа k или для неизвестной скорости распространения волн при заданной частоте дисперсионное уравнение

$$\frac{\sin kl_0}{kl_0} - \frac{k_s^2}{k^2} = 0 \quad (6)$$

Уравнение (6) содержит бесчисленное множество как вещественных, так и комплексных корней. Классическое волновое движение имеет место при $l_0 \rightarrow 0$, откуда $k \rightarrow k_s$, т. е. этот корень описывает поведение обычных v_p или v_s упругих волн. Малые, но при этом конечные значения l_0 приводят к $\frac{\sin kl_0}{kl_0} < 1$, что говорит о влиянии конечного представительного объема на уменьшение скорости волн, т.к. при этом $k_s < k$. Еще одним вариантом решения дисперсионного соотношения являются большие значения $\sin kl_0$, близкие к кратным числа π . В случае $l_0 > 0$ из уравнения (6) при $kl_0 = n\pi$ (n -целое), т. е. при $\sin kl_0 = 0$ получаем очевидное следствие в виде бесконечно большого волнового числа и соответственно в виде возможности существования волн с предельно малыми скоростями, ничем не ограниченными снизу. Наличие огромного варианта скоростей в гетерогенной среде физически объясняется бесконечным числом степеней свободы характерного объема среды.

При замене переменных $z = kl_0$, $\varepsilon^2 = k_s l_0$ получаем удобный для анализа вид дисперсионного соотношения

$$z \sin(z) = \varepsilon^2 \quad (7)$$

Для чисто вещественных корней уравнения, т. е. $x \sin x = (k_s l_0)^2$ решением будет пересечение графика $x \sin x$ с горизонтальной осью. При $x \sin x = 0$ и $l_0 > 0$ решение дает бесконечно малые волновые числа k_s .

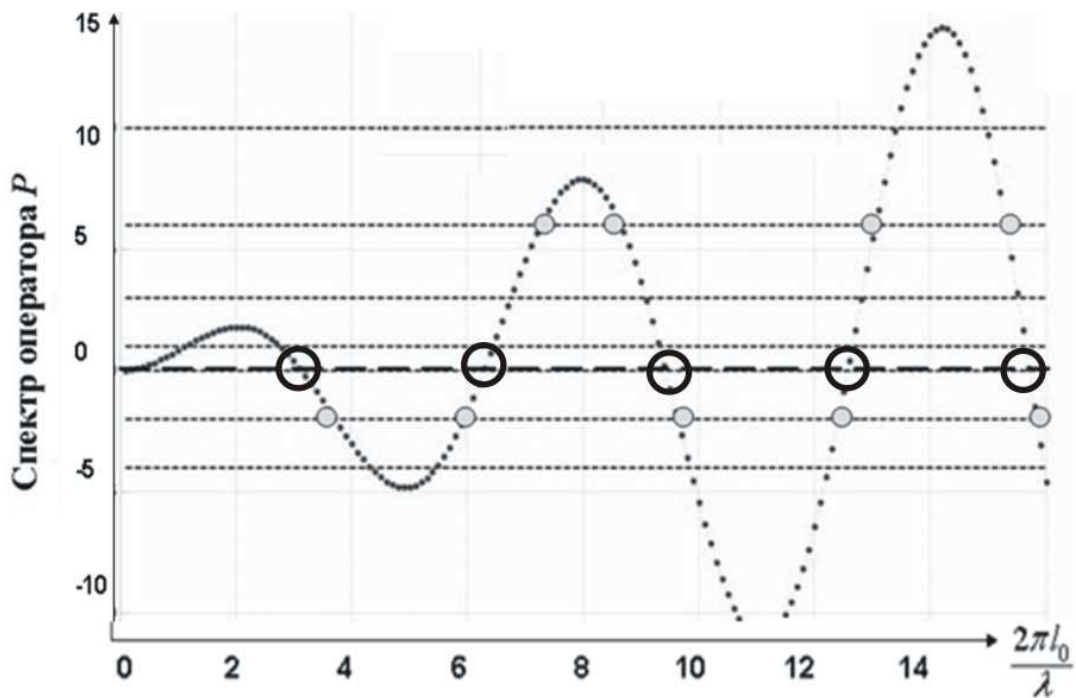


Рис. 2. Спектр вещественных корней дисперсионного уравнения

Уравнение (7) может быть удовлетворено также и при комплексных значениях аргумента. Положив $z=x+iy$, получим два независимых уравнения для вещественной и мнимой части уравнения

$$\begin{aligned} x \sin x \cosh y - y \cos x \sinh y &= \varepsilon^2 \\ y \sin x \cosh y + x \cos x \sinh y &= 0 \end{aligned} \quad (8)$$

Решение уравнения (8) для комплексных корней представлено на рис. 3.

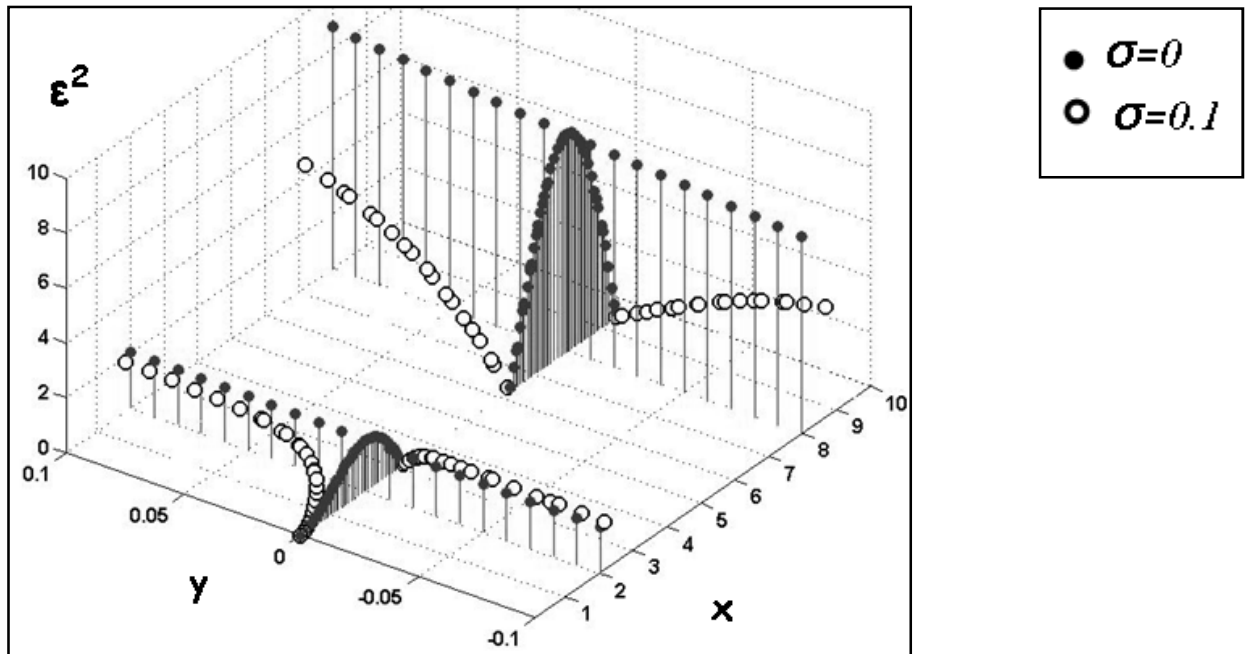


Рис. 3. Комплексные корни и влияние дисперсии характерного размера l_0

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Сибириков, Б.П. Динамика микронеоднородных геологических сред [Текст] Б.П. Сибириков // Учебное пособие, НГУ, 2004.
2. Sibiriakov, B., Prilous B. The Unusual Small Wave Velocities in Structured Bodies and Instability of Pore or Cracked Media by Small Vibration.
3. Sibiriakov B.P., Prilous B.I./WSEAS TRANSACTIONS on APPLIED and THEORETICAL MECHANICS , ISSN: 1991-8747, Issue 7, Volume 2, July 2007, P.139-144., / [Electronic resource]– Англ. – Режим доступа: <http://www.worldses.org/journals/mechanics/mechanics-july2007.htm>
4. Sibiriakov, B. Supersonic and intersonic cracking in rock-like material under remote stresses [Текст] /Sibiriakov, B.P.//Theoretical and Applied Fracture Mechanics - 2002, Vol. 38. - No 3, P. 255-265.
5. Маслов В.П. Операторные методы. [Текст] Маслов В.П.// М.: Наука, 1973. - 544 с.

УДК 550.386 + 551.594

В.В. Плоткин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

КАЖУЩЕЕСЯ СОПРОТИВЛЕНИЕ ТРЕХМЕРНО НЕОДНОРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОМ ЗОНДИРОВАНИИ

На численных экспериментах показано, что кажущимся сопротивлением трехмерно неоднородной среды, возбуждаемой произвольным электромагнитным полем, можно назвать усредненное по достаточно большому набору этих полей значение, определяемое стандартным образом по любым взаимно перпендикулярным компонентам электрического и магнитного полей.

V.V. Plotkin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

APPARENT RESISTANCE OF 3-D INHOMOGENEOUS MEDIUM BY MAGNETOTELLURIC SOUNDING

We suggest that it is possible to name as the apparent resistance of 3-D inhomogeneous medium the value averaged on the large enough set of arbitrary electromagnetic fields exciting this medium determined by the standard way on any mutually perpendicular components of electrical and magnetic fields.

Обычно при проведении магнитотеллурического зондирования (МТЗ) принято экспериментально определять коэффициенты передаточных функций – тензорных соотношений между компонентами электромагнитного поля (импеданса, типпера и т. п. [1]). Однако в случаях трехмерной неоднородности поля естественного источника, возбуждающего среду, и самой этой среды упомянутые соотношения между компонентами приобретают характер дифференциальных соотношений [2]. Поэтому для адекватного определения тензора импеданса в этих случаях необходимы синхронные площадные данные, что существенно осложняет и удорожает эксперимент.

Часто используется понятие кажущегося сопротивления, определяемого сопротивлением эквивалентного однородного полупространства с импедансом для вертикально падающей волны таким же, как в эксперименте. В данной работе предлагается уточнить понятие кажущегося сопротивления трехмерно неоднородной среды, возбуждаемой произвольным электромагнитным полем, учитывая дифференциальный характер импедансных соотношений в этой ситуации. С использованием численных экспериментов предполагается установить, совпадают ли значения кажущегося сопротивления, получаемые при синхронных площадных наблюдениях [3], с соответствующими его

обычными значениями по данным МТЗ только в одном пункте. С другой стороны, это фактически означает поиск условий, при которых дорогостоящий сеанс синхронных площадных наблюдений можно заменить МТЗ в одном пункте, последовательно перемещаемом внутри исследуемого региона.

Вызывает интерес также вопрос, можно ли сделать вывод о присутствии анизотропии среды при таком подходе? Вполне очевидно, что направления тока и электрического поля в среде совпадают лишь при отсутствии зависимости коэффициента их пропорциональности (то есть, электропроводности среды) от этого направления. Естественнo предположить, что и кажущееся сопротивление среды в такой ситуации не должно зависеть от поляризации возбуждающего поля. Однако определяемый в эксперименте импеданс часто оказывается тензором со всеми ненулевыми компонентами, а это приводит к нескольким различным значениям кажущегося сопротивления среды, например, продольным или поперечным относительно профиля. На наш взгляд, это как раз и обусловлено дифференциальным характером импедансных соотношений при трехмерной неоднородности поля и среды.

Если выполняется условие, что сама среда не меняется за время эксперимента, то ее кажущимся сопротивлением логично назвать усредненное по достаточно большому набору произвольных возбуждающих эту среду полей значение, определяемое стандартным образом по любым двум взаимно перпендикулярным компонентам электрического и магнитного полей. Можно ожидать, что такое значение кажущегося сопротивления не будет отличаться от его величины, получаемой по синхронным площадным данным. Это даст основание говорить о кажущемся сопротивлении среды как объективной характеристике среды. В тех случаях, когда оно не будет зависеть от выбираемых направлений компонент электромагнитного поля, можно также сделать вывод об отсутствии анизотропии среды.

Для проверки этих предположений были проведены численные эксперименты. В качестве примера рассмотрим случай зондирования неоднородной среды, показанной на рис. 1.

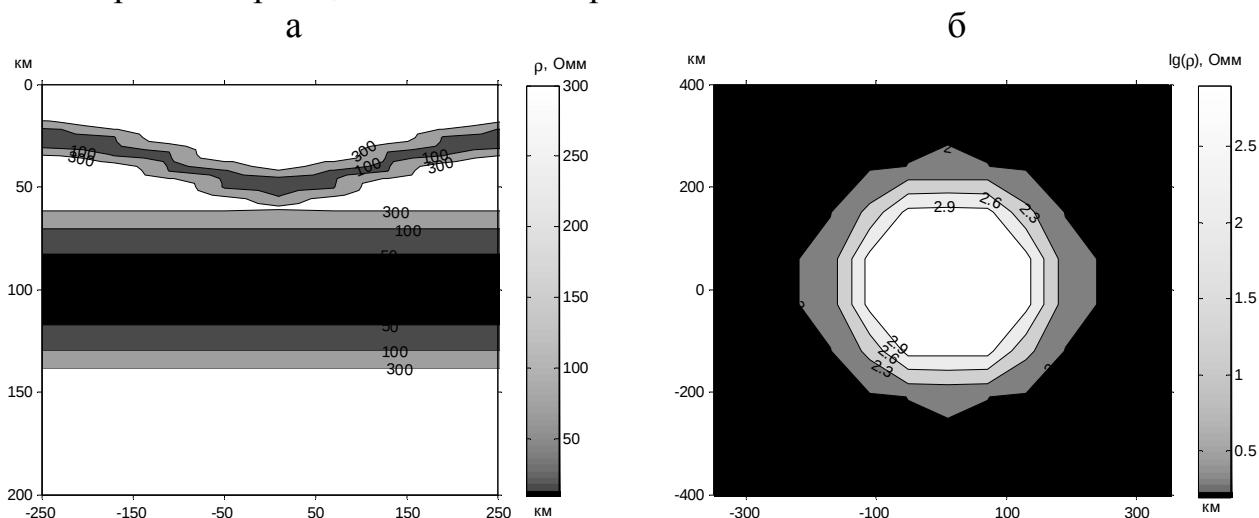


Рис. 1. Модель среды с двумя неоднородными проводящими слоями: вертикальное сечение (а) и горизонтальное сечение на глубине 25 км (б)

Модель представлена двумя неоднородными слоями пониженного сопротивления, погруженными в однородное полупространство с $\rho = 1\,000$ Ом·м. В середине верхнего слоя на глубине 25 км сопротивление падает до 100 Ом, а в середине нижнего слоя на глубине 100 км составляет 50 Ом. Сопротивление обоих слоев по глубине уменьшается по экспоненциальному закону от их середины с полутолщиной 7 км для верхнего (корового) слоя и 30 км для нижнего (мантийного) слоя. Верхний слой также неоднороден и по латерали: он испытывает локальное погружение (рис. 1а и 1б) в центральной части. Это латеральное изменение описывается экспоненциальными функциями с характерными масштабами по оси ординат 162 км и по оси абсцисс 144 км. Ниже 200 км используется экспоненциальная модель Лаири-Прайса [4].

Для расчетов электромагнитного поля использовался метод, подобный [5]. На боковых гранях расчетной области в виде параллелепипеда с горизонтальными размерами 700 км по оси абсцисс и 800 км по оси ординат выполнялись условия периодичности решения, на нижней грани на глубине 300 км задавалось условие излучения. Шаги равномерной сетки составляли по оси абсцисс 40 км, по оси ординат 60 км и по глубине 10 км. На верхней грани объема задавались исходные распределения горизонтальных компонент магнитного поля. Далее для приведенной модели трехмерной неоднородной среды рассчитывались остальные компоненты электромагнитного поля на поверхности. По ним определялись значения кажущегося сопротивления во всех точках дневной поверхности, как стандартным образом, так и с помощью метода согласования распределений компонент [3]. Расчеты выполнены для временного периода $T = 15.7$ сек, толщина скин-слоя 45 км при $\rho = 1\,000$ Ом·м.

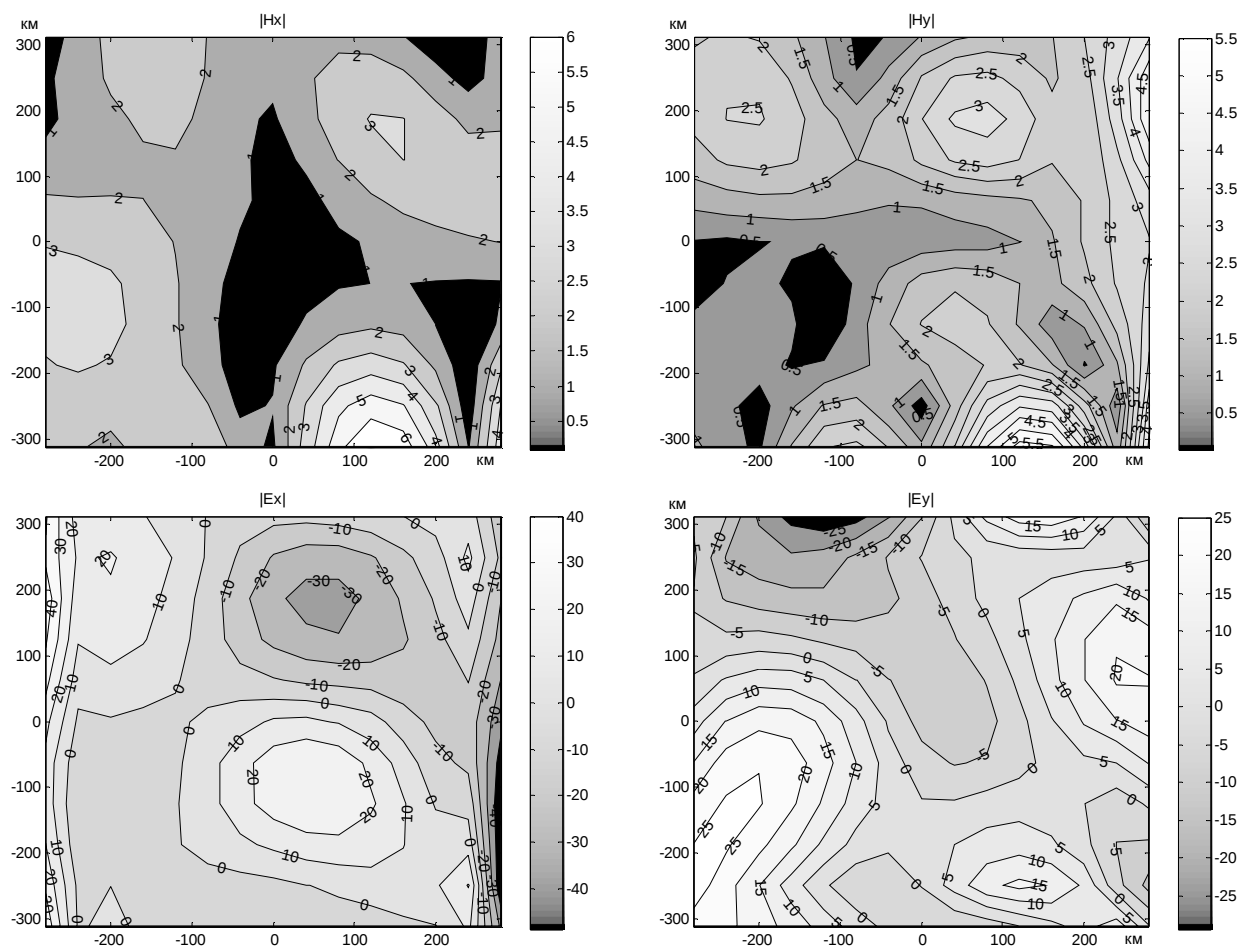


Рис. 2. Компоненты электромагнитного поля на поверхности

Зависимости распределений компонент поля и электропроводности от горизонтальных координат моделировались двумерными рядами Фурье. Учитывалось до трех пространственных гармоник (49 членов ряда). Исходные распределения горизонтальных компонент магнитного поля на дневной поверхности задавались с помощью случайного выбора амплитуд указанных пространственных гармоник (100 выборов). В качестве примера на рис. 2 приведен один из вариантов пространственного распределения компонент поля на дневной поверхности (масштабы «пятнистости» поля порядка наблюдаемых в эксперименте, см., например, [6]). На рис. 3 показаны некоторые полученные карты кажущегося сопротивления.

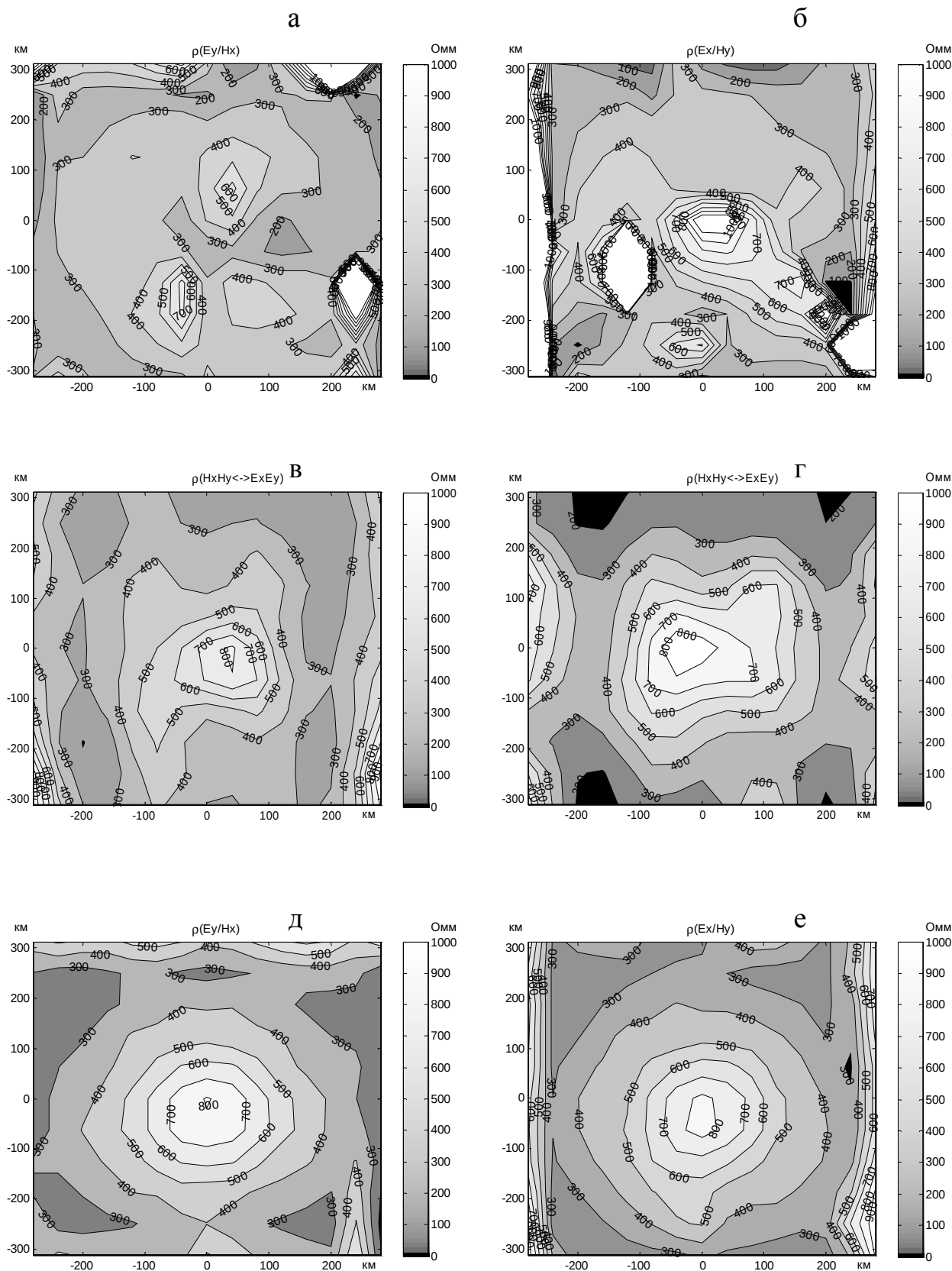


Рис. 3. Карты кажущегося сопротивления на поверхности, полученные: а, б – по импедансу в одной из выборок, в, г – методом согласования компонент в двух разных выборках, д, е – по импедансу с усреднением по 100 выборкам

Исходная «пятнистость» распределений (рис. 2) компонент магнитного поля на дневной поверхности трехмерно неоднородной среды приводит к

заметным искажениям карт кажущегося сопротивления, полученных стандартным образом по отношению взаимно ортогональных компонент электрического и магнитного полей (рис. 3а и 3б) в отдельных выборках. Карты, построенные по данным отдельных выборок с помощью метода согласования распределений компонент (рис. 3в и 3г), более достоверны, поскольку при их создании каждый раз решается обратная задача поиска модели среды, наиболее подходящей к имеющимся поверхностным распределениям горизонтальных компонент поля, с применением методов оптимизации. Эти карты также сходны с итоговыми картами, приведенными на рис. 3д и 3е, которые получены усреднением отдельных карт сопротивлений, показанных на рис. 3а и 3б, по всем выборкам.

Таким образом, подтверждается вывод, что кажущимся сопротивлением трехмерно неоднородной среды можно назвать усредненное по достаточно большому набору произвольных возбуждающих эту среду полей значение, определяемое стандартным способом по любым взаимно перпендикулярным компонентам электрического и магнитного полей. Наличие зависимости получающейся величины кажущегося сопротивления от выбора направлений компонент будет указывать на присутствие анизотропии электропроводности среды.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 10-05-00003).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бердичевский М.Н., Жданов М.С. Интерпретация аномалий переменного электромагнитного поля Земли. – М.: Недра. – 1981. – 327 с.
2. Гульельми А.В. О граничном условии Леонтовича в электромагнетизме // Физика Земли. – 2009. – Т. 45. – № 9. – С. 12–15.
3. Плоткин В.В., Белинская А.Ю., Гаврыш П.А., Губанов А.И. Эффект нелокальности электромагнитного отклика при региональном магнитотеллурическом зондировании // Геология и геофизика. – 2008. – Т. 49. – № 11. – С. 1152–1160.
4. Рокитянский И.И. Индукционные зондирования Земли. – Киев: Наукова Думка. – 1981. – 296 с.
5. Егоров И.В. Трехмерное численное моделирование электромагнитного поля в геоэлектрике с помощью метода Треффца // Физика Земли. – 2009. – Т. 45. – № 9. – С. 86–96.
6. Плоткин В.В., Белинская А.Ю., Гаврыш П.А. Применение нелокальных функций отклика для обработки данных магнитотеллурического зондирования на Балтийском щите // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 9. – С. 1049–1057.

УДК 550.41.553.3 (491.4)

Д.А. Новиков

ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

ОСОБЕННОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАСЕЙНА

Приводятся результаты изучения геохимии подземных вод нефтегазоносных отложений обширного региона с различными типами вертикальной гидрогеохимической зональности. Показано, что природа последней определяется двумя основными факторами: генетическим типом подземных вод (1) и характером взаимодействия воды с горными породами и органическим веществом (2), которые, в свою очередь, являются продуктом геологической истории региона. Химический состав подземных вод в значительной мере изменен за счет взаимодействия с горными породами, газами и органическим веществом, а также за счет смешения с водами других генетических типов. Различная последовательность смены с глубиной генетических типов вод разной степени метаморфизации и смешения определяет характер прямой, обратной или более сложной гидрогеохимической зональности в регионе.

D.A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

THE FEATURES OF VERTICAL HYDROGEOCHEMICAL ZONING IN THE NORTH AREAS OF WEST SIBERIA ARTESIAN BASIN

Underground water geochemistry of petroleum deposits in a vast region with different types of vertical hydrogeochemical zoning research are given. It has been shown that its character is determined by two main factors: genetic type of water (1) and interaction character between water with rocks and organic matter (2), which are in turn a product of region geological history.

Chemical composition of underground waters is substantial altered by interaction with rocks, gases and organic matter as well as mixing with other genetic type waters. Different succession of genetic types of waters subjected to different grade metamorphism and mixing at depth are responsible for the character of direct, inverse or more complicated hydrogeochemical zoning in the region.

Сложность геологических условий в пределах северных районов Западной Сибири нашла свое закономерное отражение в гидрогеологических условиях, площадном распространении вод различной минерализации, геохимических и

генетических типов. В целом, в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна (ЗСАБ) «работают» классические постулаты нефтегазовой гидрогеологии, говорящие о том, что по мере снижения степени водообмена должна расти общая минерализация подземных вод. Таким образом, в соответствии с гидродинамической зональностью устанавливаются региональные гидрогеохимические закономерности: в окраинных частях бассейна распространены гидрокарбонатно-хлоридные и хлоридно-гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией до $1\text{--}3\text{ г/дм}^3$, сменяющиеся по мере погружения горизонтов и продвижения к центральным областям хлоридными натриевыми водами повышенной минерализации (до $15\text{--}20\text{ г/дм}^3$ и более). Такой характер гидрогеохимических зон осложняется в погруженной части бассейна появлением щелочных вод с повышенным содержанием гидрокарбонат-иона и минерализацией до $7\text{--}15\text{ г/дм}^3$, иногда выше, а в низах осадочного чехла – хлоридных натриевых рассолов с повышенным содержанием кальция с минерализацией более 50 г/дм^3 [1–10].

Анализ имеющихся материалов позволил выявить два доминирующих и ряд переходных типов вертикального гидрогеохимического разреза для северных регионов ЗСАБ. Первый отвечает прямой (нормальной) гидрогеохимической зональности и характеризуется ростом общей минерализации подземных вод и содержаний основных макро – и микрокомпонентов по мере погружения водоносных горизонтов (рис. 1. а). Второй, или инверсионный тип отличается от первого снижением общей минерализации с глубиной (рис. 1. б, в).

Так, например, инверсионный тип вертикальной гидрогеохимической зональности распространен в пределах структур южных районов полуострова Ямал, северных районов Надым-Тазовского междуречья, северо-восточных районов ЗСАБ (полуостров Гыдан и сопредельных к структурам Енисей-Хатангского регионального прогиба территорий). Нормальный тип зональности распространен в пределах северных районов полуострова Ямал и южных районов Надым-Тазовского междуречья. Здесь, в пределах отложений нижне-среднеюрского комплекса встречаются рассолы хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации более 50 г/дм^3 (Малыгинская, Харампурская, Губкинская и другие структуры).

Более детальный анализ гидрогеологических материалов по территории полуострова Ямал показал, что здесь основной причиной инверсии состава подземных вод в его южных районах следует считать близость границ ЗСАБ и, как следствие, значительную степень промытости отложений осадочного чехла.

Прямой (нормальный) тип вертикальной гидрогеохимической зональности, установленный нами для северных районов Ямала и юга Надым-Тазовского междуречья находит свое объяснение не только в проведенном анализе условий седиментации отложений осадочного чехла и реконструкции захороняющихся сингенетичных вод определенного состава. Другим возможным источником вод более высокой минерализации в пределах нижне-среднеюрского комплекса могут выступать рассолы, поступающие за счет вертикальной миграции из отложений палеозойского фундамента. На что неоднократно указывалось в

работах Ю.Г. Зимина, А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова, А.А. Розина, Н.М. Кругликова, В.В. Нелюбина, О.Н. Яковлева, В.М. Матусевича и многих др. [2–5, 7–8].

Необходимо также отметить, что попавшие в отложения чехла воды в течение длительного геологического времени были метаморфизованы в прямом направлении и эволюционировали за счет взаимодействия с вмещающими горными породами и рассеянным органическим веществом.

Выявленные выше региональные закономерности в распространении типов вертикальной зональности в пределах нижнего гидрогеологического этажа северных районов ЗСАБ значительно усложняются при анализе гидрогеохимических разрезов отдельных месторождений и площадей (рис. 1).

Так, в пределах областей с доминированием нормальной или инверсионной вертикальной гидрогеохимической зональности нами установлены структуры, не подчиняющиеся общим региональным закономерностям. Например, в пределах южной – инверсионной зоны полуострова Ямал вертикальный гидрогеохимический разрез Западно-Яротинской площади имеет нормальный характер, и наоборот, в северной зоне с прямой гидрогеохимической зональностью в пределах Верхнетиутейского, Нейтинского, Тасийского, Северо-, Западно- и Северо-Тамбейского месторождений выявлен инверсионный тип разреза, характерный для южных регионов.

В одной из наших работ [7] было высказано предположение о связи нормального (прямого) типа вертикальной гидрогеохимической зональности с отсутствием в геологическом разрезе вулканогенно-осадочного комплекса триаса. Проверка этой гипотезы на примере месторождений полуострова Ямал и Надым-Тазовского междуречья оказалась справедливой. Все месторождения, имеющие нормальный тип вертикального гидрогеохимического разреза (Бованенковское, Малыгинское и др.) приурочены к областям отсутствия триасовых отложений и наличием под породами осадочного мезозойско-кайнозойского чехла в разной степени метаморфизованных образований палеозойского фундамента. Наличие вод с величиной солёности до 12 г/дм^3 в пределах верхней части палеозойского фундамента в районе Новопортовской структуры на юге полуострова Ямал [11] указывает лишь на высокую степень промытости отложений, а также влияние процессов нефтегазообразования.

Таким образом, установлено, что основными факторами, оказывающими влияние на характер вертикальной гидрогеохимической зональности в пределах северных районов ЗСМБ являются: 1) характер гидродинамического режима и степень гидрогеологической закрытости недр), 2) обстановки седиментогенеза в разные геологические эпохи, 3) геологическая эволюция системы вода – порода – газ – органическое вещество, 4) наличие в разрезе вулканогенно-осадочного комплекса триаса (при его отсутствии – доминирование нормальной вертикальной гидрогеохимической зональности), 5) вертикальная миграция рассолов из палеозойского фундамента в вышележащие отложения осадочного чехла.

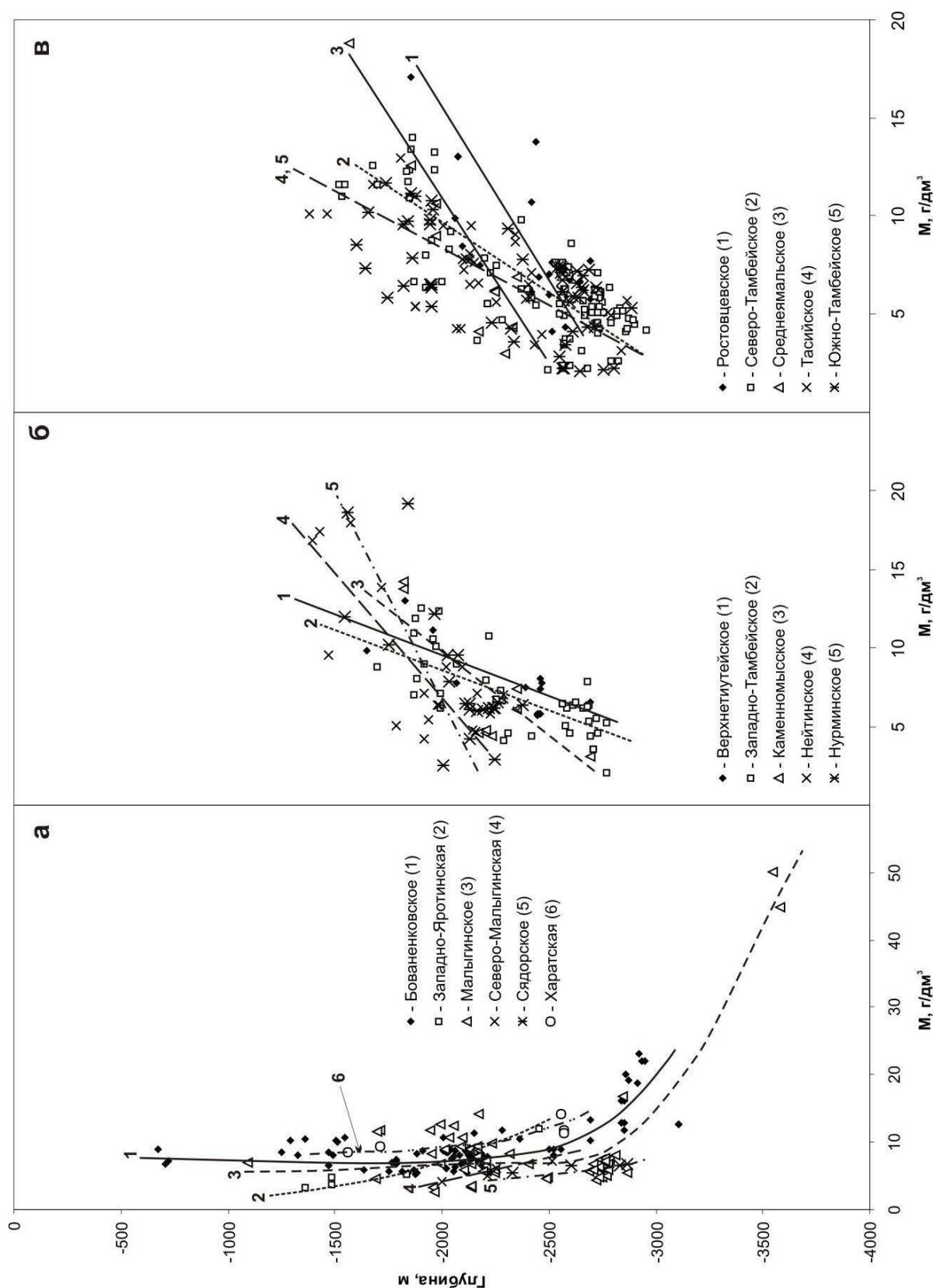


Рис. 1. Типы прямой (а) и инверсионной (б, в) вертикальной гидрогеохимической зональности ряда месторождений полуострова Ямал

Работа выполнена при финансовой поддержке Фонда имени В.И. Вернадского, Минпромнауки РФ (проект НШ-9542.2006.5), РФФИ (№ 07-05-00877) и гранта Лаврентьевского конкурса молодежных проектов СО РАН (проект ВМТК «Система»).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гидрогеология СССР. Т. XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) [Текст]. – М.: Недра, 1970. – 368 с.
2. Розин А.А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование [Текст] / А.А. Розин. – Новосибирск: Наука, 1977. – 102 с.
3. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов [Текст] / Н.М. Кругликов, В.В. Нелюбин, О.Н. Яковлев. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
4. Шварцев С.Л., Силкина Т.Н., Жуковская Е.А., Трушкин В.В. Подземные воды нефтегазоносных отложений Нюрольского осадочного бассейна (Томская область) [Текст] / С.Л. Шварцев, Т.Н. Силкина, Е.А. Жуковская, В.В. Трушкин // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 5. – С. 451–464.
5. Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / В.М. Матусевич, А.В. Рыльков, И.Н. Ушатинский. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.
6. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна [Текст] / Б.П. Ставицкий, А.Р. Курчиков, А.Э. Конторович, А.Г. Плавник // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826–832.
7. Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) [Текст] / С.Л. Шварцев, Д.А. Новиков // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008–1020.
8. Новиков Д.А., Лепокуров А.В. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии [Текст] / Д.А. Новиков, А.В. Лепокуров // Геология нефти и газа. – № 5. – 2005. – С. 21–30.
9. Новиков Д.А. Геохимия подземных вод апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса Надым-Тазовского междуречья [Текст] / Д.А. Новиков // Отечественная геология, № 3. – 2005. – С. 73–82.
10. Новиков Д.А., Шварцев С.Л. Гидрогеологические условия Предъенисейской нефтегазоносной субпровинции [Текст] / Д.А. Новиков, С.Л. Шварцев // Геология и геофизика, 2009 – Т. 50. – № 10. – С. 1131–1143.
11. Новиков Д.А. Геолого-гидрогеологические условия палеозойского фундамента Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения [Текст] / Д.А. Новиков // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 5. – С. 14–20.

УДК 522.578.061.4:551.762(571.1)

А. Ю. Нехаев, В.И. Москвин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОЦЕНКА МАСШТАБОВ ГЕНЕРАЦИИ УВ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Масштабы генерации углеводородов - очень важный критерий для оценки перспектив нефтегазоносности. В статье на основе данных по $C_{орг}$, T_{max} , S_1 и S_2 для нижнеюрских отложений севера Западной Сибири подсчитан водородный индекс HI и реализованный генерационный потенциал. Составлена карта масштабов генерации углеводородов, как в целом, так и для жидких и газообразных в отдельности.

A. Yu. Nekhaev, V.I. Moskvina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

ESTIMATION OF THE VOLUMES OF HC GENERATION IN LOWER JURASSIC DEPOSITS IN THE NORTH OF WESTERN SIBERIA

Estimation of the volumes of HC generation in Lower Jurassic deposits is vital in terms of evaluation of petroleum potential. The paper offers HI (hydrogen index) and unlocked HC generation potential calculated on the base of C_{org} , T_{max} , S_1 and S_2 data for Lower Jurassic deposits from the northern part of Western Siberia. A map has been built for volumes of HC generation, both as totaled together and for HC in liquid and gas forms, separately.

В работе произведена оценка генерационного потенциала нижнеюрских отложений севера Западной Сибири на основе данных по пиролитическим данным ($C_{орг}$, T_{max} , S_1 и S_2).

Для подсчета нефтегазогенерационного потенциала нижнеюрских отложений, была составлена карта толщин глинистых пород севера Западной Сибири. При её построении учитывалась выявленная на основе анализа имеющего материала зависимость толщин аргиллитов от общих толщин нижнеюрских пород ($R^2 = 0,7749$) и то, что в северном направлении доля глин и аргиллитов в разрезе увеличивается. Наибольшая толщина аргиллитов (400–450 м) прогнозируется в северной части рассматриваемой территории (Южно-Карская мегасинеклиза) и в восточной (Агапско-Енисейский мегажелезоб). Их окаймляет широкая зона, протягивающаяся с севера-запада на юг-восток, где толщины глинистых пород достигают 300–400 м. Такие же толщины (300–400 м) отмечаются и в пределах Большехетской мегасинеклизы, но разделяет их широтно вытянутая полоса (Мессояхская наклонная гряда) пониженных

толщин глин и аргиллитов (200–300 м). В южной части территории преобладают толщины глинистых отложений 150–250 м. Минимальные толщина аргиллитов (менее 100 м) отмечается на северо- и юго-западе рассматриваемой территории, в пределах Комсомольского выступа фундамента и виде узкой полосы на востоке.

По литературным данным [1–2] и данным, предоставленным лабораторией геохимии нефти и газа СО РАН, для нижнеюрских отложений севера Западной Сибири был подсчитан водородный индекс HI. Для аргиллитов лайдинского, китербютского и левинского флюидоупоров, а также глинистых отложений надояхского, шараповского и зимнего проницаемых комплексов составлены диаграммы зависимости водородного индекса (HI) от температуры максимальной скорости выделения углеводородов ($T_{\max}$). В предыдущей работе нами приведена одна из таких диаграмм, рассчитанной для аргиллитов радомской пачки (лайдинский флюидоупор) Надым-Тазовского междуречья [3]. На основе этих диаграмм, по методике предложенной Меленевским В.Н. [4] с помощью формулы $\Delta HI = (HI_0 - HI_t) \cdot \text{Сорг} \cdot 0,023 \text{ кг УВ/м}^3$ можно примерно оценить реализованный генерационный потенциал.

Среднее значение ΔHI для нижнеюрских аргиллитов составило 12,88 кг УВ/м³. Зная толщину аргиллитов содержащихся в нижнеюрских отложениях, нами была составлена карта масштабов генерации углеводородов севера Западной Сибири (рис. 1).

Согласно этой прогнозной карте наибольших значений плотность генерация углеводородов (от 5 до 6 млн. т УВ/км²) достигала на севере, в Южно-Карской мегавпадине, и на востоке в пределах Агапско-Енисейского желоба. В широкой зоне протягивающей с юга на север, от Уренгойской и Южно-Русской площадей до северного окончания Ямальского полуострова, значения плотностей генерации углеводородов колеблются от 4 до 5 млн. т УВ/км². Еще один небольшой участок таких же высоких значений плотности генерации углеводородов находится в южной части региона, в пределах Таркосалинской площади. Окаймляют их узкой полосой земли, где плотность генерации углеводородов составляет от 3 до 4 млн. т УВ/км². Узкая широтная зона подобных плотностей отмечается и в пределах Мессояхской наклонной гряды, что почти разделяет надвое земли с высокими плотностями. Их в свою очередь окаймляет полоса с плотностью генерации углеводородов 2–3 млн. т УВ/км², которая расширяется, занимая почти всю южную и западную части рассматриваемой территории. Земли с пониженной плотностью генерацией УВ (от 1 до 2 млн т УВ/км²) протягиваются двумя полосами сужающимися полосами с юга на север на западе и востоке региона. Небольшие участки, где плотность генерации углеводородов были минимальны, отмечаются вдоль границ выклинивания нижнеюрских отложений на западе, востоке и юго-западе территории и в пределах Комсомольского выступа фундамента.

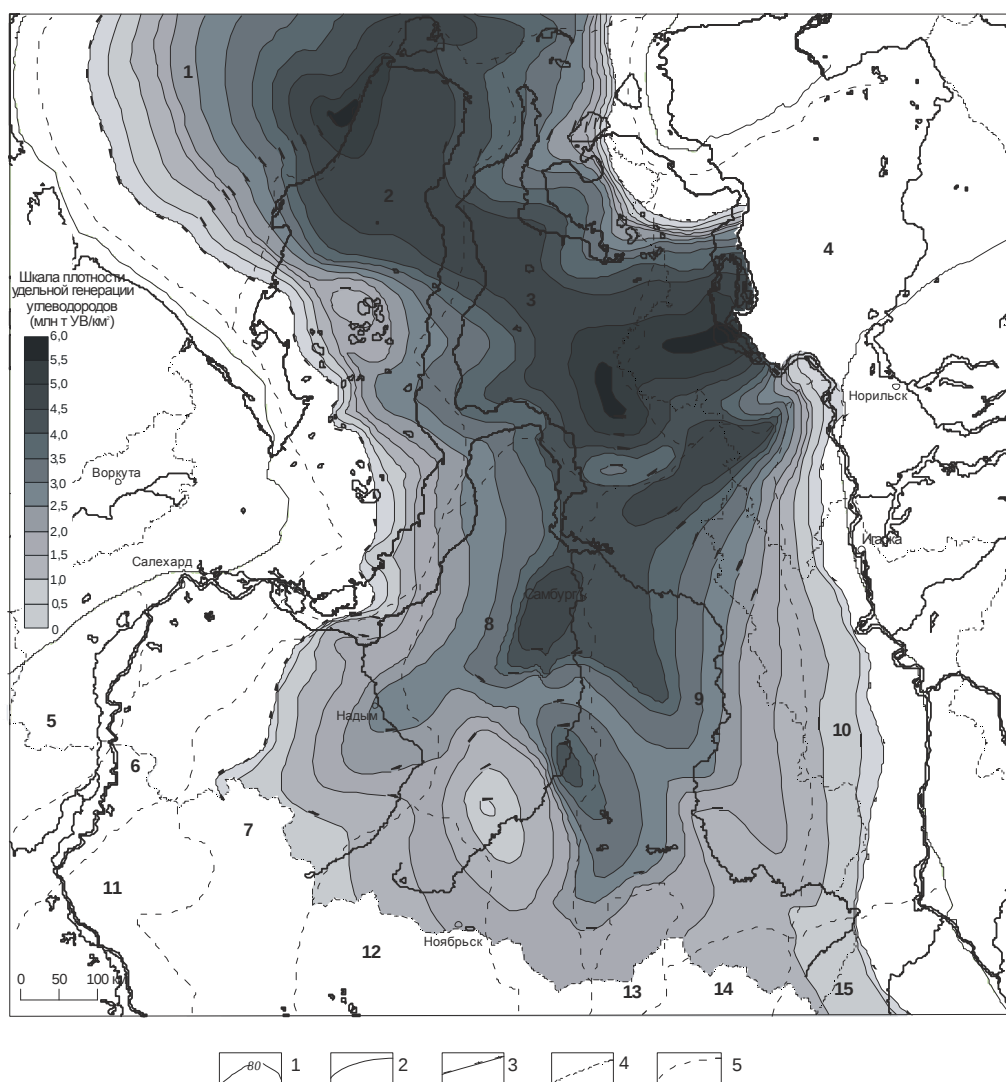


Рис. 1. Карта масштабов генерации углеводородов нижнеюрских отложений севера Западно-Сибирской НГП

1 - плотности генерации углеводородов (млн т УВ/км²); 2 распространение юрских отложений, 3 - распространение нижнеюрских отложений, 4 - административные границы, 5 - нефтегазоносные области

Нефтегазоносные области: 1 - Южно-Карская, 2 - Ямальская, 3 - Гыданская, 4 - Енисей-Хатангская, 5 - Восточно-Уральская, 6 - Приуральская, 7 - Фроловская, 8 - Надым-Пурская, 9 - Пур-Тазовская, 10 - Елогуй-Туроханская, 11 - Красноленинская, 12 - Среднеобская, 13 - Васюганская, 14 - Пайдугинская, 15 - Предъенисейская

В условиях повышенных температур недр соотношение газа (совместно с конденсатом) и жидких углеводородов генерируемых нижнеюрскими отложениями севера Западной Сибири по данным Белонина М.Д., Смирнова С.В. и Плотникова А.А. [5] принимается как 90 к 10. Эта современная ситуация, когда отложения нижней юры находятся в основном на больших глубинах свыше 5 000 м. С учетом указанного соотношения и того, что ОВ в рассматриваемых отложениях почти полностью реализовало свой генерационный потенциал, были построены карта генерации жидких углеводородов и карта генерации газообразных углеводородов.

Согласно построенной карте плотности генерации жидких углеводородов в нижнеюрских отложениях максимальные их значения (от 500 до 600 тыс. т/км²) отмечаются на севере в пределах Южно-Карской мегавпадины, и на востоке в пределах Агапско-Енисейского жёлоба. Их окаймляют земли где

прогнозируется генерация от 400 до 500 тыс. т/км² и такая же плотность возможно была в пределах Большехетской мегасинеклизы. Их в свою очередь окаймляют зоны, где плотность генерации жидких углеводородов возможно достигала 300–400 тыс. т/км². Земли с прогнозируемой генерацией 200–300 тыс. т/км² развиты на юге рассматриваемой территории. Минимальные значения генерации жидких углеводородов отмечаются в пределах Комсомольского выступа фундамента, на крайнем северо-западе, юго-западе и вдоль восточной границы рассматриваемого региона.

Наибольшая плотность генерации газа (более 4,5 млрд. м³/ км²) прогнозируются на севере территории в пределах Южно-Карской мегавпадины, и на востоке в Агапско-Енисейском желобе, а также на сравнительно небольшом участке расположенном в наиболее прогнута части Большехетской мегасинеклизы. Вокруг этих зон, занимая значительную часть Ямала, Гыдана и почти всю Большехетскую мегасинеклизу, располагаются земли где возможно генерация газа достигала 3–4 млрд. м³/км². Кроме этого небольшой вытянутый участок с такой же плотностью генерации газа прогнозируется в районе г. Тарко-Сале. Также широко развиты земли в пределах которых возможна генерация газа от 2 до 3 млрд. м³/ км². Они, расширяясь с севера на юг, охватывают южные и центральные части региона. На западе и востоке территории плотность генерации газа не высока, от 1 до 2 млрд. м³/ км², а минимальные значения (менее 1 млрд. м³/ км²) отмечаются только в пределах Комсомольского выступа фундамента, на крайнем северо-западе, северо-востоке, юго-западе и вдоль восточной границы рассматриваемого региона.

Из приведенных выше карт видно, что максимальная генерация углеводородов происходила в Южно-Карской мегавпадине, Агапско-Енисейском желобе, Большехетской впадине и Среднепурском наклонном мегапрогибе.

Анализируя возможные масштабы генерации углеводородов нужно учитывать то, что на путях миграции теряется в среднем до 96 % нефти эмигрировавшей из материнской породы, за счет рассеивания во вне резервуарных и нематеринских породах или прямых высачиваний на поверхность [1] и что согласно расчетам Конторовича А.Э [6] «при масштабах миграции нефти менее 200 тыс. т/ км² и газа менее 300 млн. м³/ км² в пределах региональных нефтегазоносных комплексов и мегакомплексов аккумуляция их в залежи не происходят». Согласно последнему, аккумуляция нефти возможна только в центральных и северных частях рассматриваемой территории, так как только там прогнозируется генерация жидких углеводородов более 200 тыс. т/ км². Но как раз на этой территории для нижнеюрских отложений палеогеотермические условия допускают сохранение только залежей конденсатного газа и сухого метанового газа [2, 7]

Таким образом глинистые породы котухтинской, ягельной, береговой свит и их аналогов, обладают средним и пониженным нефте- газогенерационным потенциалом. Но с учетом толщин нефтематеринских отложений и плотности генерации углеводородов, особенно газообразных, анализа современного структурного плана по кровле нижнеюрских отложений, в рассматриваемых

нами нижнеюрских отложениях севера Западной Сибири, особенно в слабоизученных районах Ямала и Гыдана можно выделить перспективные земли на газ. К ним можно отнести приподнятые в современном структурном плане Мессояхскую наклонную гряду, Северо-Мессояхскую мегамоноклиналь Бованенковско-Нурминский наклонный меговал, Часельский наклонный меговал, Северо-Гыданский мегавыступ, Гыданский мегавыступ, Восточно-Пайхойскую моноклизу, Северо-Тамбейский мезовал и Южно-Тамбейское куполовидное поднятие. Нижнеюрские отложения в пределах этих структур находятся на глубинах 4–4,5 км, степень преобразованности органического вещества в них достигает градации $МК_2 - МК_3^1$ [8], что допускает сохранение залежей сухого и жирного газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Галушкин Ю.И. Геохимические предпосылки поисков нефти и газа в глубокозалегающих юрских и триасовых отложениях Западной Сибири. [Текст] / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец, О.И. Симоненкова, Ю.И. Галушкин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 4. – С. 2–15.
2. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойско-пермских стратотипов, вскрытых тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6. [Текст] / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 6. – С. 9–19.
3. Нехаев А.Ю., Москвин В.И., Меленевский В.Н. Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. [Текст] / А.Ю. Нехаев, В.И. Москвин, В.Н. Меленевский // ГЕО-Сибирь 2009. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. материалов V Международного научн. конгресса «ГЕО-Сибирь 2009». – Новосибирск: СГГА, 2009. – Т. 2. – С. 69–73.
4. Меленевский В.Н. Методические рекомендации по применению пиролитических методов моделирования в органической геохимии [Текст] / В.Н. Меленевский // Новосибирск. – 1991. – 48 с.
5. Белонин М.Д., Смирнов С.В., Плотников А.А. Механизм формирования крупной зоны газонакопления в промежуточном комплексе севера Западной Сибири [Текст] / М.Д. Белонин, С.В. Смирнов, А.А. Плотников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 4. – С. 11–16.
6. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. [Текст] / А.Э. Конторович. – Москва. – Недра. – 1976. – 248 с.
7. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1875–1887.

8. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.

© А.Ю. Нехаев, В.И. Москвин, 2010

УДК 550.832+550.8.013

Г.В. Нестерова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МОДЕЛИ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ В КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

В схеме комплексной интерпретации скважинных электрических (БКЗ) и электромагнитных (ВИКИЗ) измерений этапы геоэлектрического и гидродинамического моделирования процессов, происходящих в окрестности скважины, объединяются петрофизическим блоком. Основным соотношением, связывающим геоэлектрические и гидрофизические параметры породы, выступает модификация экспериментальной формулы Арчи. Однако эта формула предназначена, прежде всего, для «чистого» песчаника и не учитывает наличие других включений, например, глины. Предлагается реализация более сложных моделей эффективной электропроводности для многокомпонентной модели породы. Обоснованный выбор такой модели в петрофизическом блоке комплексной интерпретации скважинных измерений может улучшить качество оценки петрофизических параметров пластов.

G.V. Nesterova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS

Koptyug, 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

MODELS OF ROCK EFFECTIVE CONDUCTIVITY IN JOINT LOGGING INTERPRETATION

Petrophysical relation of hydrodynamic and geoelectrical parameters is included in the scheme of joint logging interpretation. The modified Archie formula was used as such relation. However, such formula didn't take into account clay presence, for example. More complicate models of rock effective conductivity were realized as software to take into consideration multicomponent structure of rocks.

При комплексной интерпретации электромагнитных (ВИКИЗ) и электрических (БКЗ) измерений в скважине используются геоэлектрические модели пласта, модели гидродинамических процессов в окрестности скважины и соединяющая их петрофизическая модель [1–4]. При интерпретации по данной схеме в качестве соотношения, связывающего результаты гидродинамического моделирования – пористость, водонасыщенность, солёность и геоэлектрическую модель пласта (распределение удельного электрического сопротивления – УЭС) в работах [1-4] использовалась модификация экспериментальной формулы Арчи

$$\rho = A(C + C_0)^{-p} (S + S_0)^{-g} (\phi + \phi_0)^{-q}, \quad (1)$$

где C – концентрация солей в жидкой фазе, S – водонасыщенность, ϕ – пористость. Параметры A , C_0 , S_0 , ϕ_0 зависят от петрофизических свойств пласта и подбираются в процессе согласования геоэлектрической и гидродинамической моделей. На основе анализа класса моделей электропроводности двухкомпонентных композитов, предложенных различными авторами [5, 6] был сделан вывод, что формула (1) может эффективно использоваться в широком классе моделей терригенных коллекторов, вскрываемых скважинами с пресным и солёным глинистым буровым раствором. Для всех представленных моделей двухкомпонентных сред (скелет + поровая жидкость) значения электропроводности сходятся к формуле Арчи при проводимости скелета, стремящейся к нулю, при этом коэффициенты формулы Арчи выражаются через параметры модели, в частности, связанные с представлением геометрической структуры и микроструктуры.

Классификация пород, для которых применима (породы «типа Арчи») или неприменима формула Арчи приведена в работе [7]. В «Арчи-породах» отсутствует глина. Для глинистых песчаников применимы другие варианты петрофизических моделей пород, состоящие из песка, глины и поровой жидкости.

В работе [8] модель эффективной среды используется каждый раз как двухфазная, но каждая фаза в свою очередь рассматривается как смесь. На первом шаге моделирования фазами являются вода и скелет породы, и используется формула на основе теории эффективной среды, предложенной в работе [9]. На втором этапе проводимость скелета моделируется как смесь кварца и глины. В работе [10] эффективная среда на первом этапе получается как смесь жидкости и цемента с относительными объёмными долями f и $(1-f)$, а затем в эту смесь с помощью итеративного замещения добавляются твёрдые зёрна. Вторым внутренним параметром композита, помимо f , является коэффициент деполяризации L , определяемый формой твёрдых частиц.

В работах [11–12] глины рассматриваются как непрерывное покрытие песчаных зерен или как отдельные осадочные зёрна, смешанные с непроводящей минеральной матрицей. В первом случае, твердая часть моделируется как слоистые проводящие частицы, в первом приближении рассматриваемые как сферы. Модели описаны на языке геометрических параметров, доступных по каротажным измерениям в скважине. Полученные аналитические выражения успешно применяются к описанию имеющихся данных по керну и геофизических данных по скважине. Результаты демонстрируют применимость уравнений к интерпретации данных зондирования, как практической процедуры для вычисления параметра пористости (отношения УЭС породы и порового флюида) и коэффициента глинистости пород.

Сравнение результатов расчётов по перечисленным моделям при одинаковых значениях объёмов и электропроводностей компонент, представляющих породу, приведены на рис. 1.

В работах [13, 14] глинистость учитывается за счёт включения в интегральную электропроводность электролита электропроводности пластовой воды, насыщающей породу, и электропроводности двойного электрического слоя в поровых каналах породы. Причём рассматривается как параллельное, так и последовательное соединение этих двух проводников. На рис. 2 приведены расчёты по модели, описанной в работе [14].

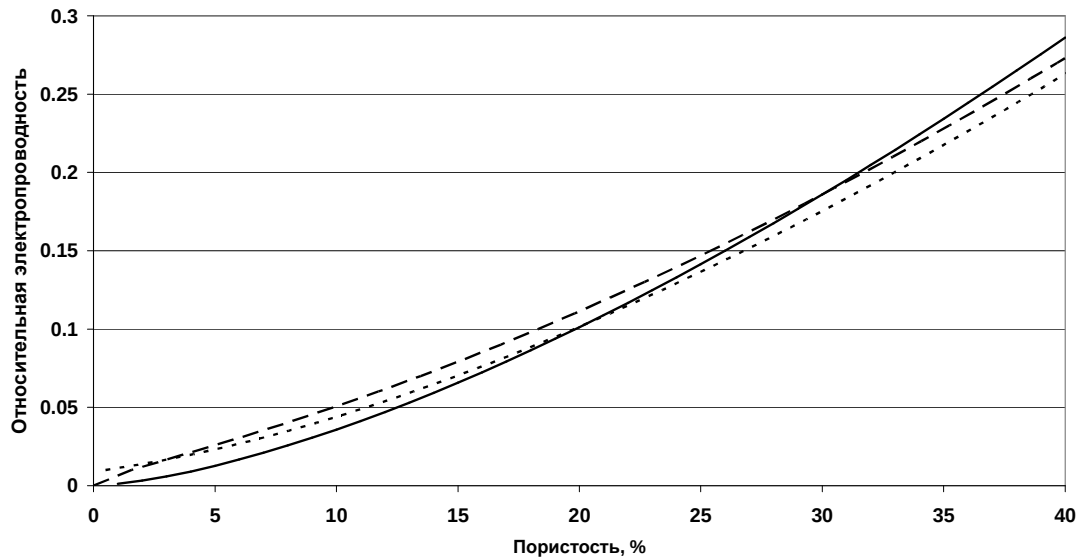


Рис. 1. Зависимость отношения электропроводностей композита и наполняющей его жидкости от пористости (объёмной доли воды) при одних и тех же характеристиках составляющих смеси: УЭС глины 4 Ом·м, УЭС поровой жидкости 0.4 Ом·м, доля глины в составе твёрдой фазы – 20 %

.....
 —————
 - - - - -

Модель Samstag [8]
 Модель Sheng [10]
 Модель Lima [1112]

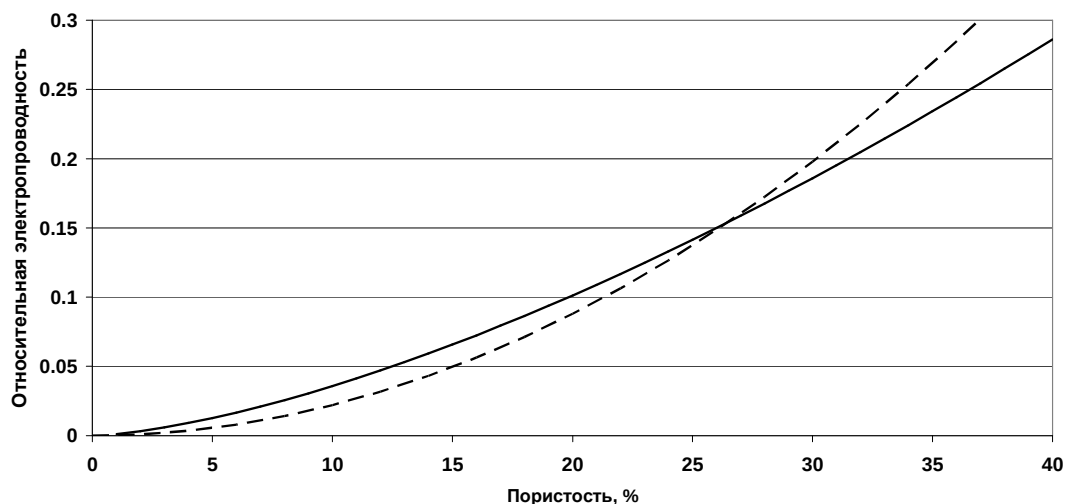


Рис. 2. Зависимость отношения электропроводностей композита и наполняющей его жидкости от пористости, рассчитанная по модели из работы [14](-----) в сравнении с моделью Sheng [10] (—)

Оценка петрофизических параметров пластов зависит от надёжности и достоверности каждого из блоков комплексной интерпретации данных измерений, и, том числе, от обоснованности выбора модели электропроводности породы. Учёт глинистости в петрофизическом блоке комплексной интерпретации скважинных измерений может улучшить качество такой оценки. Однако, использование более сложных моделей эффективной электропроводности требует знания большего числа параметров, а значит при решении обратной задачи - оценки пласта по данным измерений – приходится использовать комплексирование методов, априорную информацию, знания характерных особенностей изучаемой среды.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эпов М.И. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования [Текст] / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров, А.Ю. Соболев, В.Н. Ульянов // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1031–1042.
2. Кашеваров А.А. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин [Текст] / А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов, М.И. Эпов // ПМТФ. – 2003. – Т. 44. – №6. – С. 148–157.
3. Нестерова Г.В. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и математического моделирования [Текст] / Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров // Каротажник. – 2008. – № 1. – С. 52–68.
4. Нестерова Г.В. Методика комплексной обработки данных повторного электрического и электромагнитного каротажа [Текст] / Г.В. Нестерова, И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров // Международный научный конгресс «ГЕО-Сибирь-2009». – Новосибирск: СГГА, 20-24 апреля 2009 г. – С. 60–64.
5. Ельцов И.Н. Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения удельного электрического сопротивления в прискважинной зоне

[Текст] / И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров, М.И. Эпов // Геофизический вестник. – 2004. – №7. – С. 9–14.

6. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) [Текст] / Г.В. Нестерова // Каротажник. – 2008. – № 10. – С. 81–101.

7. Worlington P.F. Petrophysical type curves for identifying the electrical character of petroleum reservoirs [Текст] / P.F. Worlington // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2007. – P. 711-729.

8. Samstag F.J. Induced polarization of shaly sands: Salinity domain modeling by double embedding of the effective medium theory [Текст] / F.J. Samstag, F.D. Morgan // Geophysics. – 1991. – V. 56. – P. 1749–1756.

9. Bussian A.E. Electrical conductance in a porous medium [Текст] / A.E. Bussian // Geophysics. – 1983. – Vol.48. – No 9. – P. 1258–1268.

10. Sheng P. Consistent modeling of the electrical and elastic properties of sedimentary rocks [Текст] / P. Sheng // Geophysics. – 1991. – Vol. 56. – P. 1236–1243.

11. Lima de O.A.L. A grain conductivity approach to shaly sandstones [Текст] / O.A.L. de Lima, M.M. Sharma // Geophysics. – 1990. – Vol. 55. – P. – 1347–1356.

12. Lima de O.A.L. A generalized Maxwell-Wagner theory for membrane polarization in shaly sands / O.A.L. de Lima, M.M. Sharma // Geophysics. – 1992. – Vol.57. – P. 431–440.

13. Элланский М.М. Модель электропроводности глинистых водоносных и нефтегазоносных пород с межгранулярной пористостью [Текст] / М.М. Элланский // Каротажник. – 2001. – № 80. – С. 86–107.

14. Афанасьев С.В. Обобщённая модель электропроводности терригенной гранулярной породы и результаты её опробования [Текст] / С.В. Афанасьев, А.В. Афанасьев, В.В. Тер-Степанов // Каротажник. – 2008. – № 12. – С. 36–61.

© Г.В. Нестерова, 2010

УДК 550.37

Н.Н. Неведрова, А.М. Санчаа

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ СТАНОВЛЕНИЕМ ПОЛЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

N.N. Nevedrova, A.M. Sanchaa

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS

Koptyug, 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

В работе показана перспективность использования метода ЗСБ в Западной Сибири. В геоэлектрических условиях этого региона метод позволяет достигнуть необходимой глубинности исследования, получить дополнительную к сейсмическим данным геоэлектрическую информацию о разрезе, выделить мало контрастную границу в осадочных отложениях, соответствующую по скважинной привязке продуктивному горизонту.

APPLICATION OF TRANSIENT ELECTROMAGNETIC SOUNDINGS (TEM) FOR OIL AND GAS RESEARCHES IN WESTERN SIBERIA

Skilled-methodical works using the TEM have shown perspectivity of its use in Western Siberia. In geoelectric conditions of this region the method allows to reach necessary depth of research, and also to receive additional to the seismic data the geoelectric information on a cross-section, to allocate low-contrast border in the sedimentary deposits, corresponding on drill-data to productive horizon.

Западно-Сибирская нефтегазовая провинция является основным источником углеводородного сырья в России [1]. Для поисков новых месторождений приходится исследовать все более глубокие горизонты, так как на углеводороды перспективны баженовская, васюганская свиты мезозойского осадочного чехла, выступы палеозойского основания.

Наиболее широкое распространение при изучении Западно-Сибирской плиты получили сейсмические методы. Но в настоящее время для повышения эффективности геологоразведочных работ актуально комплексирование, привлечение несейсмических методов, в частности, электроразведочных. Геоэлектрический разрез Западной Сибири характеризуется достаточно низкими и мало контрастными значениями удельного электрического сопротивления основных литологических комплексов. Следует отметить, что этот тип разреза сложен для всех электромагнитных методов. При выполнении разведочных работ на углеводороды в Западной Сибири был опробован метод становления электромагнитного поля в ближней зоне (ЗСБ) [3]. Метод имеет

высокую разрешающую способность, глубинность, локальность исследования при относительно небольших размерах установки (меньшие глубины залегания исследуемого объекта).

Для успешного решения поисковых задач этим методом необходима современная аппаратура для получения полевых данных высокого качества и развитые программные средства для их интерпретации.

При проведении исследований методом ЗСБ была использована телеметрическая система регистрации нового поколения «Пикет», разработанная в НПП СибГеоСистемы, г. Новосибирск и ФГУП Иркутскгеофизика. Эта аппаратура успешно применяется более 10 лет в самых различных регионах, зачастую с высоким уровнем помех.

Весь объем полевых данных ЗСБ обрабатывался в интерактивных компьютерных системах интерпретации и математического моделирования нестационарных электромагнитных полей. Программные системы “Эра” и EMS разработаны в лаборатории электромагнитных полей ИНГГ СО РАН, [2, 3, 4].

МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОЛЕВЫХ ДАННЫХ ЗСБ

Опытно-методические работы методом ЗСБ были проведены в пределах небольшого лицензионного участка на севере Томской области. Измерения ЗСБ были выполнены по сейсмическим профилям прошлых лет. Размещение пунктов зондирования показано на рис. 1

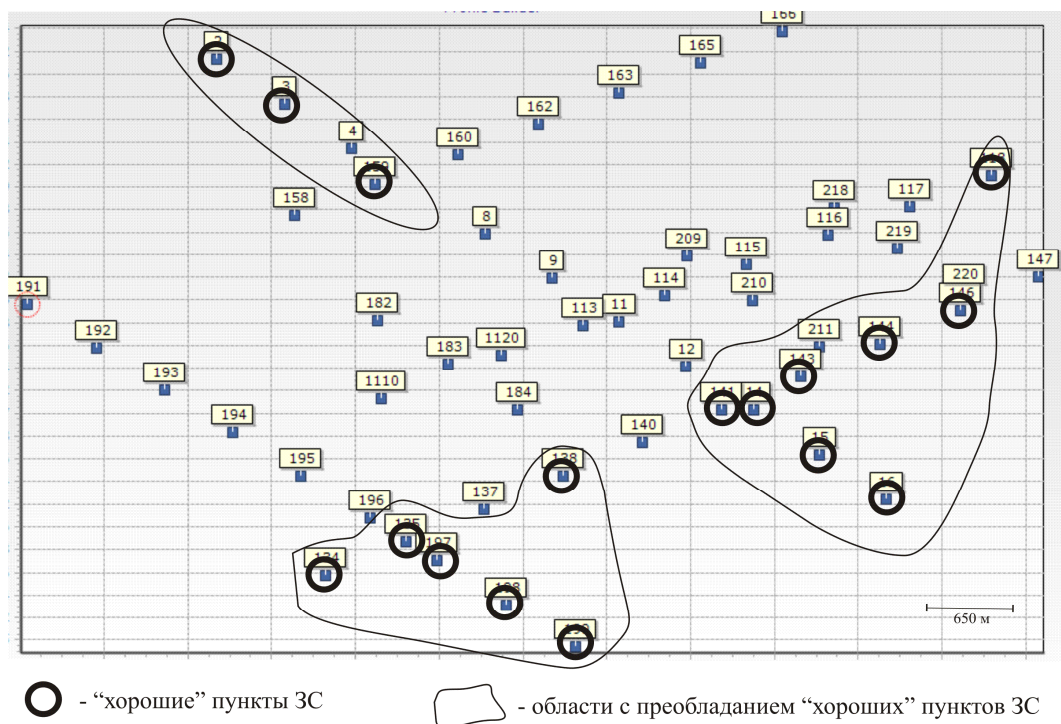


Рис. 1. Схема размещения пунктов ЗСБ на участке исследования: 1 – пункты ЗСБ, в которых получены неискаженные кривые. 2 – области с преобладанием неискаженных кривых

Сторона генераторной квадратной петли равнялась 500 м. Размер приемной петли составлял 75×75 м. В качестве источника использовался генератор переменного тока с максимальным напряжением 400 В и мощностью 100 кВт. Максимальный ток достигал 150 А.

Размещение установок ЗСБ на местности производилось с помощью спутниковых навигационных приборов Garmin GPS.

Средства интерпретации. Программный комплекс ЭРА – универсальная диалоговая система для работы с данными электроразведки. Интерпретационная система EMS является развитием и расширением программного комплекса ЭРА для современных компьютеров, в ней заложены значительные перспективы для использования новых модификаций ЗСБ и способов визуализации результатов. Обе системы позволяют выполнить обработку и интерпретацию полевых данных электромагнитных зондирований с контролируемым источником с использованием моделей горизонтально однородных сред. Кроме обработки полевых материалов в обеих системах предусмотрена возможность работы с модельными данными. Каждый комплекс содержит несколько функциональных пакетов, которые кроме обработки и интерпретации материалов позволяют провести оценку результатов, учитывая каждый, полученный геоэлектрический параметр (оценивается точность его определения). Имеется также возможность исследовать области эквивалентности по всем имеющимся параметрам.

На первом этапе интерпретации был выполнен анализ всего объема полевого материала. При этом оценивалось качество измерений, возможные искажения экспериментальных данных, рассматривался характер изменения кривых по профилю, их корреляция между собой. В результате на схеме фактического материала были отмечены пункты, в которых получены полные неискаженные кривые становления с хорошо выраженным минимумом и правой восходящей ветвью, соответствующие модели горизонтально слоистой среды ([рис. 1](#)). По этим кривым можно уверенно определить глубину до опорного электрического горизонта и его удельное электрическое сопротивление (УЭС). С использованием этих кривых формируется предварительная геоэлектрическая модель разреза, которая затем дорабатывается и уточняется на втором этапе интерпретации. Рассмотрим для примера результаты интерпретации ЗСБ № 198 ([рис. 2](#)).

ЗС 198

а(ген) = 500*500 м, б(изм) = 74*74 м, разнос 4.4 м

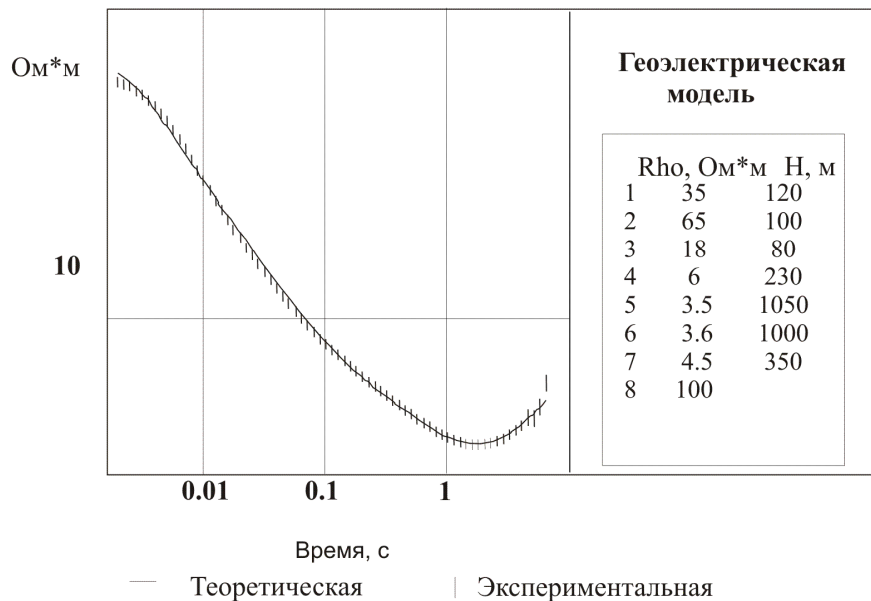


Рис. 2. Полевые данные, теоретическая кривая, геоэлектрическая модель ЗСБ 198

Полученная в результате инверсии полевых данных ЗСБ 198 геоэлектрическая модель характеризуется, в основном, очень низкими значениями УЭС, наиболее высокоомными являются три верхних слоя, их общая мощность достигает 300 м. Глубже по разрезу сопротивления понижаются более чем в 3 раза. УЭС опорного электрического горизонта не превышает 100 Омм.

На рис. 3 показан пример полевых данных с характерными искажениями.

ЗС 162

а(ген) = 500*500 м, б(изм) = 81*81 м, разнос 3.3 м

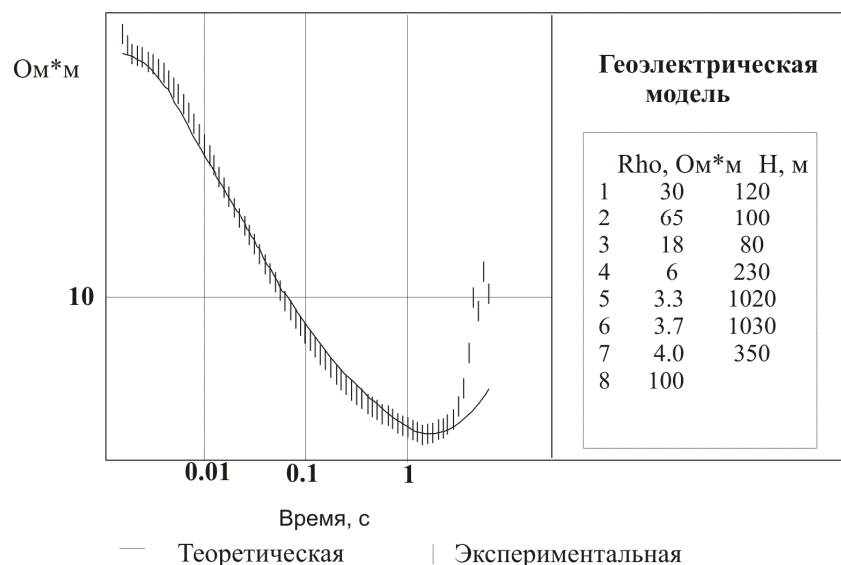


Рис. 3. Пример интерпретации полевых данных с характерными искажениями

Для полевой кривой ЗСБ 162 имеется только начало восходящей правой ветви. Известно, что в слоисто-однородных средах с непроводящим основанием кривые кажущегося сопротивления в билогарифмическом масштабе с течением времени приближаются к прямой, наклоненной под углом примерно 63° . На искаженных кривых этот угол, может быть значительно больше, как у кривой ЗСБ № 162. Тщательный анализ исходных записей процесса становления, рассмотрение имеющихся для каждого зондирования повторных измерение и дублей позволяет сделать вывод о низком уровне сигнала на поздних временах становления. В этом случае определение параметров разреза целесообразно проводить по части кривой без учета правой ветви.

В результате интерпретации были определены послойные геоэлектрические параметры (продольное сопротивление, мощность горизонтов осадочного чехла), которые использованы для построения структурных карт. Стратиграфическая привязка материалов электромагнитных зондирований осуществлялась с учетом данных скважин глубокого бурения. Обратимся к [рис. 4](#), со структурной картой глубин до продуктивного горизонта (баженовская свита). Наиболее интересным структурным элементом карты является несимметричное малоамплитудное поднятие, вытянутое с юго-востока на северо-запад. Предполагается, что это поднятие перспективно на углеводороды.

Глубина до продуктивного горизонта

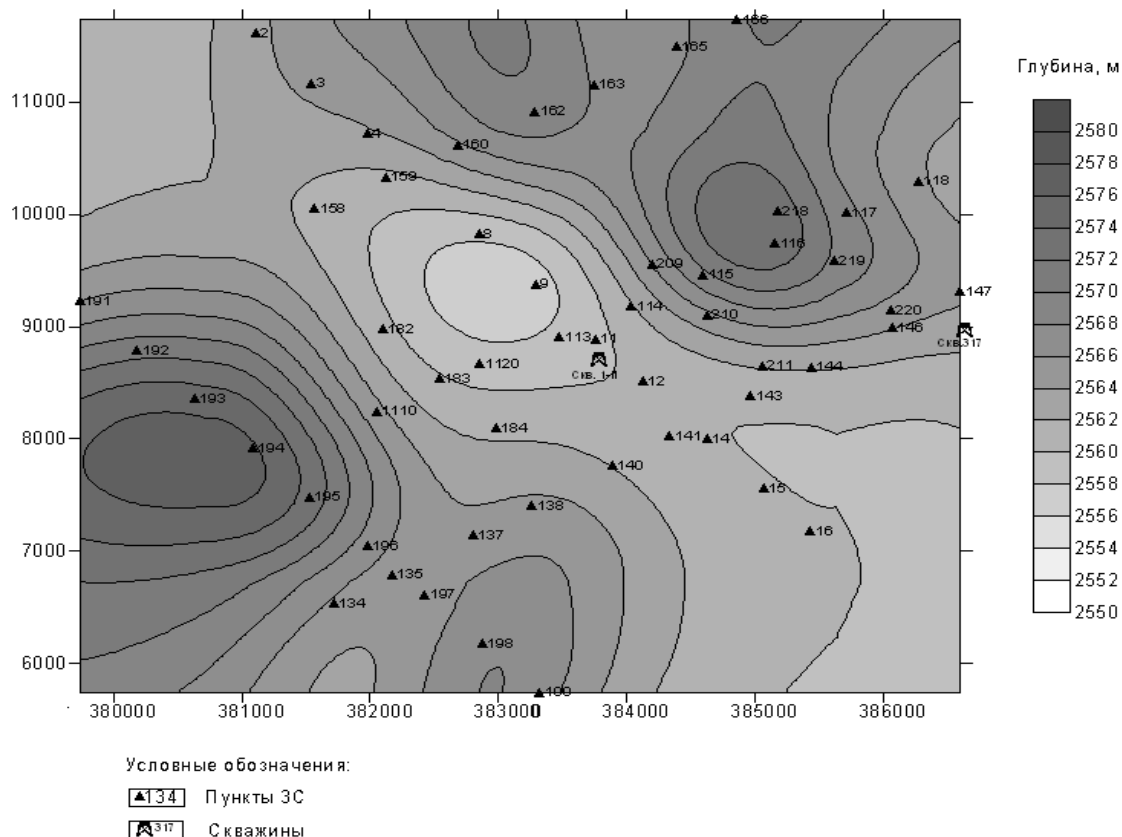


Рис. 4. Карта глубин до продуктивного горизонта

Опытно-методические работы методом ЗСБ показали перспективность его использования в Западной Сибири. В геоэлектрических условиях этого региона метод позволяет достигнуть необходимой глубинности исследования, а также получить дополнительную к сейсмическим данным геоэлектрическую информацию о разрезе, выделить малоконтрастную границу в осадочных отложениях, соответствующую по скважинной привязке продуктивному горизонту.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: НГУ, 2003. – С. 8–43.
2. Хабинов О.Г., Чалов И.А., Власов А.А., Антонов Е.Ю. Система интерпретации данных зондирования методом переходных процессов EMS // ГЕО-Сибирь-2009: сб. науч. ст. Новосибирск, 2009. – С. 108–113.
3. Эпов М.И., Дашевский Ю.А., Ельцов И.Н. Автоматизированная система интерпретации электромагнитных зондирования. – Новосибирск, 1990. – 29 с.
4. Эпов М.И., Неведрова Н.Н., Антонов Е. Ю. Способ учета характерных искажений полевых кривых становлением электромагнитного поля, полученных в сейсмоактивных районах. // Геофизический вестник. – № 6. – 2006. – С. 8–14.

© Н.Н. Неведрова, А.М. Санчаа, 2010

УДК 553.78:551.72:551.732.2(551.51)

С.А. Моисеев, Л.Н. Константинова, М.И. Романов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ТЕРРИГЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ВЕНДА НА ЮГЕ БАЙКИТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Основные перспективы нефтегазоносности терригенного комплекса венда связаны с южной частью Байкитской нефтегазоносной области, где развиты мощные разрезы тасеевской серии. Применение методов детальной корреляции и использование зависимостей количественных (пористость, проницаемость, толщина) и качественных (песчанистость) характеристик позволило оценить качество резервуаров. На основании проведенных исследований были получены емкостные характеристики коллекторов и выявлены зоны развития структурно-литологических ловушек.

S.A. Moiseev, L.N. Konstantinova, M.I. Romanov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG)

Acad. Koptyug av.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

ESTIMATION OF QUALITY OF THE VENDIAN TERRIGENOUS RESERVOIRS IN THE SOUTH OF BAIKIT OIL-GAS REGION

The basic prospects oil-gas of the Vendian terrigenous complex are connected with a southern part of the Baikit oil-gas region where powerful sequences of the Taseeva series are developed. Application of methods of detailed correlation and use of dependences quantitative (porosity, permeability, a thickness) and qualitative (coefficient of sandy) characteristics has allowed to estimate quality of reservoirs. On the basis of this research capacity characteristics of collectors and structural-lithological traps zones have been revealed.

Терригенный комплекс венда является вторым по значимости перспектив нефтегазоносности после карбонатного рифейского. К настоящему времени в терригенном комплексе венда открыт ряд месторождений. Большинство газовых залежей связано с антиклинальными ловушками углеводородов на юге Байкитской нефтегазоносной области (Ангарская зона складок). По количественной оценки перспектив нефтегазоносности высока вероятность обнаружения новых залежей углеводородов именно в южной части НГО, где вскрыты мощные разрезы терригенных отложений венда (тасеевская серия). Актуальность дальнейших научных исследований сводиться к выявлению перспективных участков в терригенном комплексе венда.

Цель работы заключается в выделении зон развития продуктивных горизонтов и оценки качества резервуаров нефти и газа в вендском НГК

Байкитской НГО на основе детальной корреляции и изучения изменения петрофизических свойств коллекторов и флюидоупоров.

Фактическим материалом для исследований являлись комплекс данных каротажа (ГК, НГК, АК, КВ, МБК), описание керна скважин, результаты интерпретации сейсмических данных, определения фильтрационно-емкостных свойств пород.

В работе применялись методики литолого-стратиграфической корреляции разрезов скважин по керну и каротажу, статистической обработки геолого-геофизических и петрофизических данных, выделения пород-коллекторов в разрезах скважин по аналитическим, петрофизическим данным и интерпретации ГИС.

На территории Байкитской НГО в вендском нефтегазоносном комплексе выделено три резервуара: непский, тирский и нижнеданиловский. На юге области непский резервуар представлен алешинской свитой, тирский – чистяковской и нижнеданиловский – терригенной мошаконской и карбонатной катангской свитами [1]. Согласно классификации по площади распространения и стратиграфического объема они относятся к субрегиональным мезорезервуарам, качество которых может меняться от низкого до высокого [2].

При сопоставлении продуктивных пластов (Ал-1, Чс-1-2, Мш-1-2 [3]) с региональными нефтегазоносными горизонтами в основу были положены следующие критерии: местоположение продуктивного пласта в разрезе свиты, подтверждаемое прослеживанием реперов наиболее выдержанных по простирацию глинистых пачек и последовательной детальной их корреляцией; примерно одинаковое литологическое строение и состав продуктивных пластов; наличие региональных перерывов и границ несогласного залегания (рис.1)

По материалам интерпретации сейсмических данных ИНГГ СО РАН были построены структурные карты с учетом данных глубокого бурения скважин по кровле рифея, непского и тирского горизонтов. Для картирования терригенного комплекса венда и выявления зон локализации возможных неантиклинальных ловушек была построена серия карт общих и эффективных толщин, песчаности, пористости продуктивных горизонтов и карт толщин флюидоупоров. С целью более надежного прогноза положения линии выклинивания и распределения толщин были построены зависимости абсолютной отметки кровли и подошвы нефтегазоносных горизонтов от абсолютной отметки кровли непского регионального горизонта

На основе изучения керна скважин и интерпретации каротажа (ГК, НГК, КВ) построены карты песчаности горизонтов. С учетом установленных границ выклинивания нефтегазоносных горизонтов, закономерностей распределения толщин и песчаности горизонтов, интерпретации материалов ГИС, использования лабораторных и аналитических данных были построены карты эффективных толщин горизонтов и распределения средневзвешенного коэффициента пористости. Приведенные выше распределения эффективных толщин нефтегазоносных горизонтов и пористости в совокупности определяют удельную емкость коллекторов [2].

В южной части Байкитской НГО в непском резервуаре выделяются три перспективные зоны, из которых самая крупная приурочена к Агалеевскому месторождению. Резервуары этой территории имеют среднее и пониженное качество и с удельной емкостью коллекторов до $1 \text{ м}^3/\text{м}^2$, в среднем $0.5 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Для всех зон характерно развитие антиклинальных структур и флюидоупоров высокого и среднего качества. Преимущественно здесь можно ожидать антиклинальные ловушки с литологическим и тектоническим контролем залежей.

На рис. 1: 1 – песчаник мелко-среднезернистый, 2 – алевролит, 3 – аргиллит, 4 – мергель доломитовый (домерит), 5 – доломит глинистый, 6 – известняки строматолитовые, 7 – известняк, 8 – доломит, 9 – доломит ангидритовый, 10 – доломито-ангидрит, 11 – ангидрит, 12 – соль (галит), 13 – долерит, 14 – переслаивание песчаника, алевролита, 15 – переслаивание песчаника, аргиллита, 16 – переслаивание алевролита, аргиллита, 17 – переслаивание доломита глинистого и аргиллита, 18 – известняки с прослоями доломитов, 19 – перерывы в осадконакоплении, 20 – фациальный переход на схеме корреляции, 21 – продуктивные горизонты.

Севернее выделяется несколько локальных структур с амплитудой до 150 м, оконтуренных по игозипсе -2 400 м кровли непского горизонта, в двух из которых прогнозируется развитие проницаемых коллекторов пониженного качества с емкостью коллекторов более $0.5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ и высоким качеством флюидоупора. В обеих зонах прогнозируются структурно-литологические ловушки.

В тирском резервуаре прогноз перспективных зон, в первую очередь, связан с территориями распространения песчаных коллекторов. Пять перспективных зон прогнозируются в южной части Байкитской НГО и приурочены к антиклинальным структурам с различной площадью и амплитудой. Юг исследуемой территории характеризуется повышенной тектонической напряженностью района и наличием большого числа глубинных разломов. Здесь предполагается развитие ловушек преимущественно антиклинального типа с литологическим и тектоническим контролем залежей. Трещиноватость пород обуславливает улучшение качества проницаемых горизонтов.

В нижнеданиловском резервуаре в южной части Байкитской антеклизы прогнозируется зона от пониженного до среднего качества резервуара с высоким качеством флюидоупора. Притоки газа получены на Имбинском, Агалеевском месторождениях и на Ильбокичской площади. Трещиноватость пород увеличивает общую пористость и проницаемость продуктивных горизонтов, с емкостью до $1 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Здесь можно ожидать развитие ловушек преимущественно антиклинального типа с литологическим экранированием залежей и глинисто-карбонатного флюидоупора высокого качества.

Основным результатом проведенных исследований является выделение зон развития резервуаров различного качества и прогноз зон перспектив нефтегазоносности в вендском НГК Байкитской НГО. Комплексный подход исследований с использованием геологических моделей, корреляционных зависимостей фильтрационно-емкостных свойств пород от эффективной толщины и песчанистости продуктивных горизонтов позволяет решать задачи по созданию моделей строения терригенных резервуаров на качественно новом уровне.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, «Гео», 2005. – 428 с.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская севдловина). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.
3. Кринин В.А. Строение и нефтегазоносность западной части Присаяно-Енисейской синеклизы и Ангарской зоны складок // Стратиграфия и нефтегазоносность венда-верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы. Сборник материалов рабочего совещания, Красноярск, КНИИГиМС, 2001, с. 44–48.

© С.А. Моисеев, Л.Н. Константинова, М.И. Романов, 2010

УДК 519.63+556

А.В. Мариненко

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ В АКВАТОРИЯХ МОРЕЙ С РАЗЛИЧНЫМ РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ ВОДЫ ПО ГЛУБИНЕ

В прибрежных частях морских акваторий наблюдается изменение солености и температуры воды с глубиной, что приводит к изменению ее электропроводности от дневной поверхности до дна. В работе рассматриваются схемы вычисления монохроматических электрических полей на базе векторного метода конечных элементов с различными реализациями зависимости коэффициента электропроводности от глубины. Для анализа влияния вертикального градиента электропроводности на электрическое поле на разных частотах выполнены расчеты его пространственного распределения.

A.V. Marinenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

MODELING ELECTROMAGNETIC FIELD IN SHELF AREAS WITH DIFFERENT DEPTH DISTRIBUTION OF ELECTROCONDUCTIVITY

Water salinity and temperature at shallow sea depths in shelf areas changes with depth, which causes respective conductivity changes. We discuss algorithms for computing monochromatic electric fields using the vector finite-element method with different realizations of depth dependence of conductivity. The algorithms have been applied to compute vertical conductivity patterns and to explore its influence on the electric field.

Широкое развитие морской электроразведки сопровождается постепенным расширением модельной базы за счет введения в модель структурных элементов и неоднородностей сложного строения. При этом практически всегда считается, что слой морской воды характеризуется постоянной электропроводностью. В то же время известно, что для прибрежных районов морей характерны изменения электропроводности по вертикали. Они обусловлены изменениями температуры и солености воды на разных глубинах. В каждой конкретной прибрежной зоне эта зависимость разная, в отдельных случаях она может иметь сложный функциональный характер (Unesco, 1981).

В настоящее время все методы морской геоэлектрики основаны на том, что источники и приемники электромагнитного поля должны располагаться вблизи дна, как можно ближе к объектам поиска и разведки. Высокая сложность

аппаратуры и технологии проведения таких работ очевидна. Кроме того, при сложном морском рельефе точное определение местоположения источников и приемников затруднительно. Один из разновидностей подобных методов — морской CSEM (Controlled-Source Electromagnetic Methods) изучается в научном сообществе с начала 1980-х (Constable, Srnka, 2007). Его практическое применение для поиска полезных ископаемых началось совсем недавно. Начиная с 2000 года интенсивность научных и промышленных исследований в этой области значительно возросли, а методы обработки и интерпретации данных развиваются медленнее. Эта ситуация изменилась после того, как научные институты, нефтяные и газовые компании объединили свои усилия в разработке метода CSEM. В последних публикациях морские CSEM методы продемонстрировали свою пригодность для интерпретации наличия или отсутствия коллекторов углеводородов (Ellingsrud et al., 2002; Carazzone et al., 2005).

Значительно проще и дешевле, чем в морских CSEM методах, располагать питающие и приемные электроды на поверхности воды. Однако численные результаты, полученные на моделях со слоем морской воды с постоянной электропроводностью, показывают слабую эффективность такого подхода. С другой стороны, есть достаточное количество экспериментальных данных по частотным электромагнитным зондированиям на шельфе, которые не могут быть воспроизведены в рамках общепринятых моделей. Так, в частности, было установлено, что геометрическое затухание монохроматического электрического поля на поверхности воды существенно отличается от того, что получается при моделировании в горизонтально-слоистой среде. Такие эффекты свидетельствуют о том, что не учитываются отклики, обусловленные частью вторичных электрических источников. Можно предположить, что несоответствие результатов моделирования и измерений определяются тем, что при расчетах не учитывается изменение электропроводности с глубиной, то есть из-за неоправданного упрощения модели задачи (Мариненко и др., 2009).

При гармоническом по времени электрическом поле система уравнений Максвелла может быть приведена к векторному уравнению Гельмгольца (Jackson, 1962):

$$\operatorname{rot} \mu^{-1} \operatorname{rot} \vec{E} + k^2 \vec{E} = -i\omega \vec{j}^e, \quad (1)$$

$$\vec{E} \times n \Big|_{\partial\Omega} = 0, \quad (2)$$

где $\vec{E} = \vec{E}^{re} + i\vec{E}^{im}$ — напряженность электрического поля (В/м); i — мнимая единица; $\vec{j}^e$ — плотность стороннего тока (А/м²); $k^2 = i\omega\sigma(z) - \omega^2\epsilon$ — волновое число; $\sigma(z)$ — удельная электропроводность (См/м), в общем случае функция пространственных координат; μ — магнитная проницаемость (Гн/м), ϵ — диэлектрическая проницаемость (Ф/м).

Закон сохранения электрического заряда для градиентных сред этого типа имеет вид:

$$\frac{\partial \sigma(z)}{\partial z} E_z + \sigma(z) \left(\frac{\partial E_x}{\partial x} + \frac{\partial E_y}{\partial y} + \frac{\partial E_z}{\partial z} \right) + i\omega \epsilon \left(\frac{\partial E_x}{\partial x} + \frac{\partial E_y}{\partial y} + \frac{\partial E_z}{\partial z} \right) = 0. \quad (3)$$

Слагаемое $\frac{\partial \sigma(z)}{\partial z} E_z$ описывает дополнительный заряд, который может появиться за счет вертикального изменения электропроводности среды (необходимое условие его появления состоит в наличии ненулевой z-компоненты электрического поля).

Вариационная формулировка строится в пространстве $H^0(rot, \Omega)$, вводится ее дискретный аналог на подпространстве $V \subset H^0(rot, \Omega)$, дискретизация области Ω – тетраэдральное разбиение со сгущениями у источников поля, базисные функции – первого порядка второго типа (Nechaev et al., 2008).

Для численной оценки влияния вертикальной неоднородности электропроводности выполнено моделирование гармонического электрического

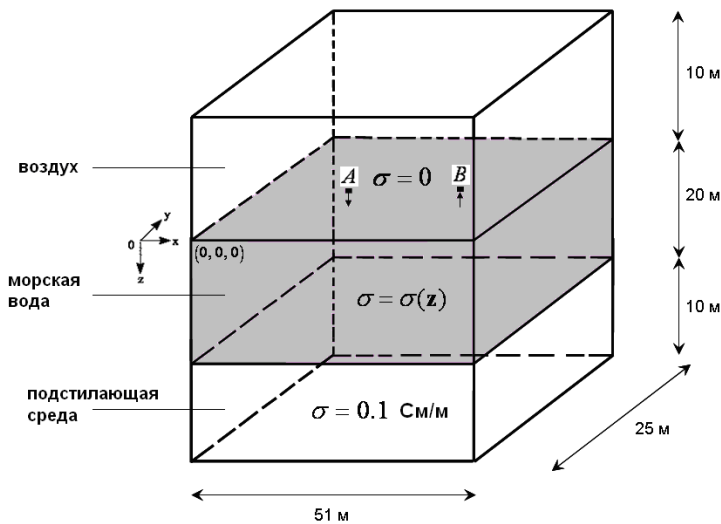


Рис. 1. Модель среды и расчетная область

поля в среде, состоящей из трех областей с различной электропроводностью. Причем в среднем слое (морская вода) электропроводность зависит от глубины (рис. 1).

Введем декартову систему координат, плоскость XOY которой совпадает с поверхностью моря, а ось Z направлена вниз.

На поверхности морской воды находятся два электрода – положительный (A) и отрицательный (B) (рис. 1), в

которых задан ток силой 1 А, частота питающего тока равна 100 Гц. Расстояние между электродами – 25 м.

Электропроводность у поверхности воды примем равной $5 \frac{C}{M}$, а вблизи дна $7 \frac{C}{M}$. Функциональная зависимость $\sigma(z)$ задается с помощью следующих функций:

$$\sigma(z) = 5 + \frac{z}{10}, \quad \sigma(z) = -\frac{1}{400} z^2 + \frac{3}{20} z + 5, \quad \sigma(z) = -\frac{2}{400} z^2 + \frac{4}{20} z + 5, \\ \sigma(z) = -\frac{3}{400} z^2 + \frac{5}{20} z + 5, \quad \sigma(z) = -\frac{4}{400} z^2 + \frac{6}{20} z + 5.$$

Графики этих функций представлены на рис. 2.

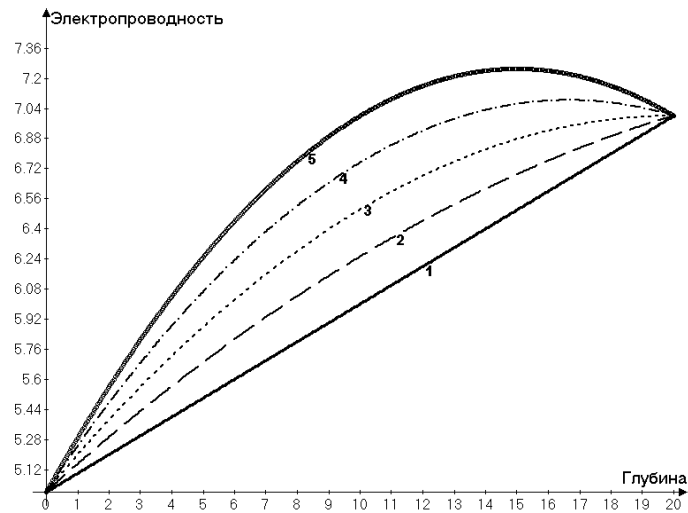


Рис. 2. Зависимости электропроводности от глубины

$$\begin{aligned}
 (1: \sigma(z) &= 5 + \frac{z}{10}; 2: \sigma(z) = -\frac{1}{400}z^2 + \frac{3}{20}z + 5; 3: \sigma(z) = -\frac{2}{400}z^2 + \frac{4}{20}z + 5; \\
 4: \sigma(z) &= -\frac{3}{400}z^2 + \frac{5}{20}z + 5; 5: \sigma(z) = -\frac{4}{400}z^2 + \frac{6}{20}z + 5).
 \end{aligned}$$

Таким образом, каждая последующая квадратичная функция все больше удалена от линейной функции.

Будем сравнивать результаты численных расчетов электрического поля при различных зависимостях электропроводности от глубины. Для этого введем обозначения:

E_{x_1} — x -компонента напряженности электрического поля при линейной зависимости электропроводности от глубины;

E_{x_2, x_3, x_4, x_5} — x -компонента напряженности электрического поля при квадратичной зависимости электропроводности от глубины, где номер индекса обозначает номер функции в соответствии с рис. 2.

Из результатов моделирования (рис. 3) видно, что даже небольшие изменения характера поведения электропроводности от глубины влияют на электрическое поле в градиентной среде. С одной стороны, это говорит о необходимости очень точных измерений электропроводности градиентной среды перед проведением геоэлектрических исследований. С другой стороны, на основании более глубокого изучения такой сложной среды, как морская вода, могут быть разработаны рекомендации по анализу различных реализаций геофизических методов морской геоэлектрики.

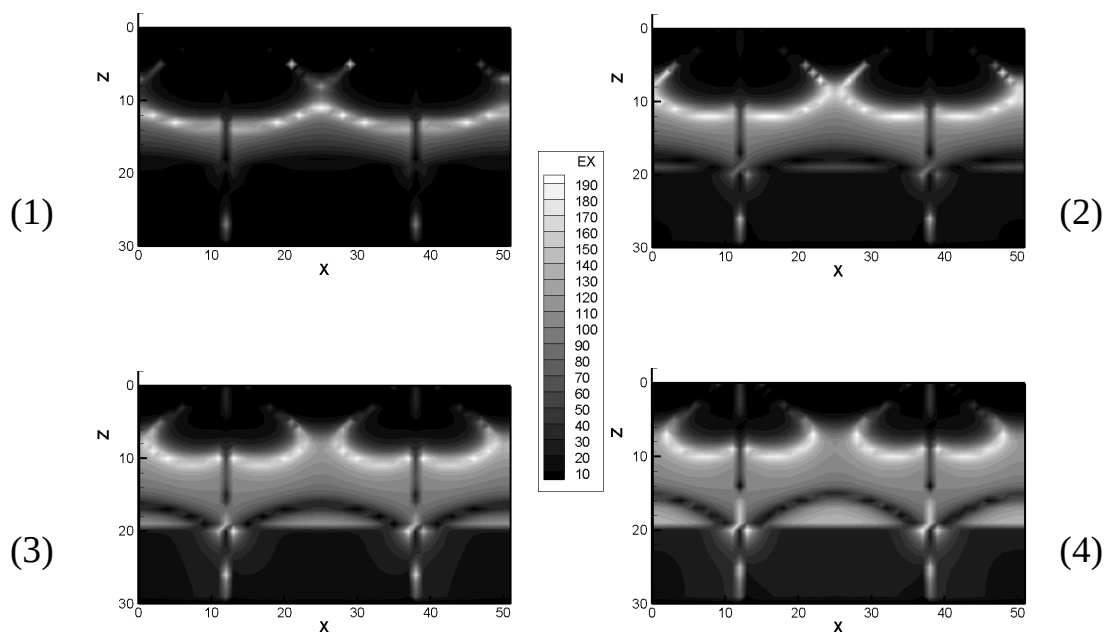


Рис. 3. Аномальная x-компонента электрического поля в сечении $y = 12.5$,

полученная как $\left| \frac{E_{x_i} - E_{x_{i+1}}}{E_{x_{i+1}}} \right| \cdot 100$, где i – порядковый номер рисунка

К сожалению, автору данной статьи удалось найти лишь несколько публикаций, посвященных подробному изучению изменений характеристик морской воды с глубиной. Большинство из этих публикаций связаны с именем советского профессора К.Н. Федорова, который в 70-е годы пришел к уникальным результатам при изучении вертикальных профилей термодинамических характеристик океана. Полученные градиентные зависимости электропроводности, температуры, солености и других характеристик вод океана от глубины заставили тогда пересмотреть часть представлений о физике океана. В настоящее время существуют международные проекты по изучению изменения температуры, давления и солености океанической воды с глубиной. Один из таких проектов носит название “Argo” и имеет периодически обновляемые профили наблюдений в более чем 3000 точках по всему Мировому океану. Однако целью подобных проектов является изучение глобального климата. Отсюда очень низкое разрешение измерений – в лучшем случае 50 м, в то время как в работах К.Н. Федорова использовалось разрешение около 1 м.

ВЫВОДЫ

Были выполнены вычислительные эксперименты для морской воды с различной зависимостью электропроводности от глубины. Численные эксперименты, использующие вычислительные схемы, учитывающие зависимость $\sigma(z)$, показали наличие объемных зарядов, распределение которых меняется даже при малых изменениях функции $\sigma(z)$. Эти источники поля

могут быть использованы при интерпретации данных морской геоэлектрики, но для их вычисления требуются высокоточные предварительные измерения электропроводности морской воды.

Работа выполнена при поддержке грантов РФФИ № 09-05-12047-офи_м, 09-05-00702.

© *А.В. Мариненко, Э.П. Шурина, 2010*

УДК 528

А.Л. Макась, А.С. Кудрявцев, М.Л. Трошков

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

НОВЫЙ ПОДХОД К ИЗМЕРЕНИЮ КОМБИНИРОВАННОГО ИЗОТОПНОГО СОСТАВА МЕТАНА С ЦЕЛЬЮ ЕГО ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ

Предложен новый подход для масс-спектрометрического измерения комбинированного изотопного состава метана, основанный на предварительной конверсии метана в метанол в коронном разряде и селективной химической ионизации. Предлагаемый подход позволяет существенно снизить требования к аппаратуре, расходным материалам, условиям эксплуатации по сравнению со стандартным методом, и как следствие, стать основой для создания нового полевого метода измерения изотопного состава метана.

A.L. Makas, A.S. Kudryavtsev, M.L. Troshkov

Trofimuk Institute of petroleum geology and geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

THE NEW APPROACH TO DETERMINATION OF THE COMBINED ISOTOPIC COMPOSITION OF METHANE FOR ITS GENETIC CHARACTERIZATION

A new approach to mass-spectrometric determination of the combined isotopic composition of methane has been put forward. The approach is based on the preliminary on-line conversion of methane to methanol in corona discharge and selective chemical ionization. The approach provides means to lower requirements for equipment, consumables, and operation conditions and offers a challenge to develop a new field method.

Данные об изотопном составе метана являются важным источником информации в нескольких областях геохимических исследований. Они используются для генетической идентификации природных газов/1/ и при исследованиях источников поступления метана в атмосферу/2/. Кроме этого, в последнее время за рубежом развивается технология измерения изотопного состава легких углеводородов в процессе бурения (Mud Gas Isotope Logging, MGIL)/3/, обещающая новые возможности для резервуарной геохимии. Однако до настоящего времени для измерений изотопного состава метана используется исключительно лабораторное масс-спектрометрическое оборудование, что требует транспортировки проб на большие расстояния и значительно ограничивает объем получаемой информации.

Наиболее распространенный метод измерения изотопного состава углерода в метане основан на предварительном сжигании метана до CO_2 и последующем масс-спектрометрическом анализе ионов с массовыми числами 44 и 45 а.е.м. При этом для ионизации используется источник электронного удара. Основы этого метода разработаны в 50-е года прошлого века, он широко освоен и дает в лабораторных условиях результаты необходимого качества, однако он имеет ряд технических особенностей, которые существенно затрудняют перенос его в полевые условия, особенно когда речь идет об исследованиях низких концентраций атмосферного метана. Известные попытки создания соответствующей полевой масс-спектрометрической аппаратуры на сегодняшний день не дали результата.

Авторами предложен новый подход к измерению комбинированного изотопного состава $\delta^{16}\text{M}$ радикала CH_3 . Основными новыми элементами данного метода являются предварительная конверсия в реальном времени метана и селективная химическая ионизация полученного продукта-аналита. Применение селективной ионизации позволяет значительно снизить количество изобарных ионов, снижающих точность измерения изотопного соотношения. Для получения аналита с необходимыми свойствами применена плазмохимическая конверсия метана в коронном разряде. В ходе исследований продуктов этой конверсии определено, что наиболее перспективным веществом для использования в качестве аналита является метанол, обладающий следующими положительными свойствами:

1. Метанол имеет относительно высокое сродство к протону - 181 ккал/моль (метан – 135 ккал/моль) и, следовательно, высокую эффективность ионизации; образованный ион-аналит $(\text{CH}_4\text{O})\text{H}^+$ является наиболее интенсивным;

2. Метанол при конверсии образуется в реакциях первого порядка и, следовательно, его выход прямо пропорционален концентрации метана;

3. При химической ионизации метанола образуется протонированный молекулярный ион с массовым числом 33 а.е.м.. В окружающей среде не существует других распространенных веществ, которые бы образовывали ионы с массовыми числами 33 а.е.м. и 34 а.е.м.;

4. Метанол можно концентрировать с помощью распространенных сорбентов, в то время как для концентрирования метана или углекислого газа требуется жидкий азот;

5. Концентрация метанола в объектах окружающей среды значительно ниже, чем углекислого газа.

На рис. 1 приведена экспериментально полученная зависимость интенсивности ионов – продуктов конверсии – ионизации метана $\text{CH}_3\text{OH}\cdot\text{H}^+$ и $\text{C}_2\text{H}_5\text{H}^+$, от концентрации метана, иллюстрирующая линейность выхода метанола в процессе конверсии.

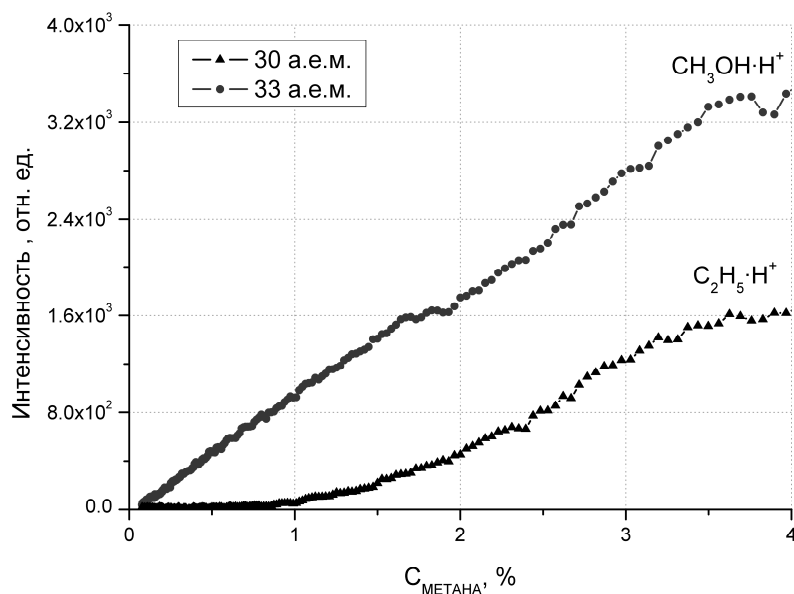
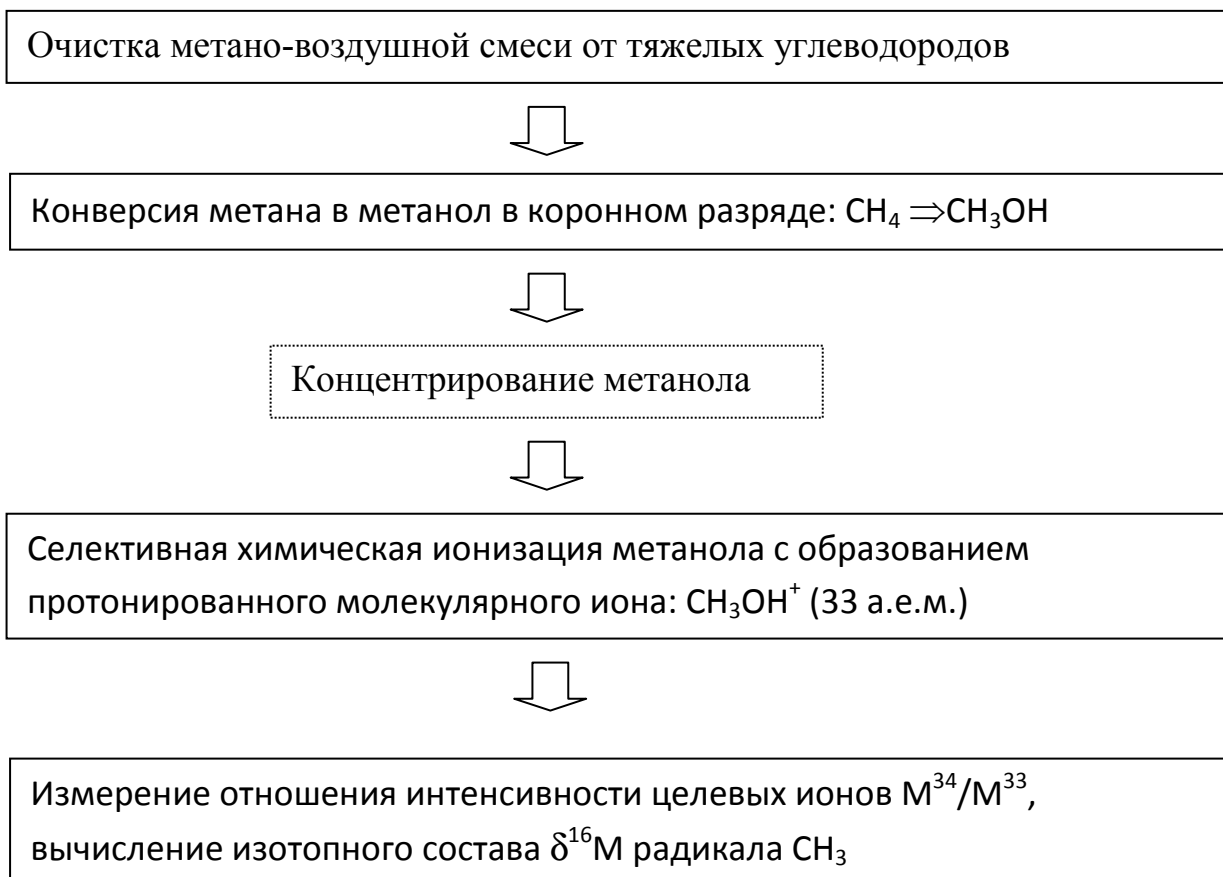


Рис. 1. Концентрационная зависимость интенсивности ионов продуктов конверсии/ионизации метана $\text{CH}_3\text{OH}\cdot\text{H}^+$ и $\text{C}_2\text{H}_5\text{H}^+$

Схема предлагаемого метода:



В результате процессов конверсии и ионизации метан образует ион CH_3ONH^+ , т.е. к исходной молекуле метана присоединяются атомы водорода и кислорода. С целью установления канала образования иона CH_3ONH^+ была использована «тяжелая вода» D_2O , что привело к образованию иона-аналита с массовым числом 35 а.е.м.. Это указывает на то, что при образовании $(\text{CH}_4\text{O})\text{H}^+$ гидроксильная группа и один протон образуются из воды: $[\text{CH}_3^{\text{Метан}} \cdot \text{OH}^{\text{Вода}}] \cdot \text{H}^{\text{Вода}}$.

Исходя из этого, предложена схема дальнейшего расчета комбинированного изотопного состава $\delta^{16}\text{M}$ радикала CH_3 .

Учитывая, что в состав изотопного иона ^{34}M входят следующие ионы, содержащие изотопы углерода, водорода и кислорода: $^{13}\text{CH}_3 \cdot \text{OH}_2^+$; $^{12}\text{CDH}_2 \cdot \text{OH}_2^+$; $^{12}\text{CH}_3 \cdot \text{ODH}^+$; $^{12}\text{CH}_3 \cdot ^{17}\text{OH}_2^+$, имеем для отношения интенсивностей ионов $^{34}\text{M}/^{33}\text{M}$ следующее соотношение:

$$\frac{^{34}\text{M}}{^{33}\text{M}} = \underbrace{\frac{^{13}\text{C}}{^{12}\text{C}} + 3 \cdot \frac{\text{D}}{\text{H}}}_{\text{Метан}} + \underbrace{\frac{^{17}\text{O}}{^{16}\text{O}} + 2 \cdot \frac{\text{D}}{\text{H}}}_{\text{Вода}}$$

Таким образом, если иметь данные об изотопном составе воды, то можно восстановить комбинированный изотопный состав $\delta^{16}\text{M}$ радикала CH_3 , образованного из метана.

Изотопный состав воды может быть измерен параллельно, поскольку протонированные ионы воды являются основными ионами-реагентами, либо может быть использована вода с заранее измеренным изотопным соотношением.

При использовании в качестве эталона $\delta^{13}\text{C} = 0$ (т. е. PBD) и $\delta\text{D} = 0$ (т. е. SMOW) комбинированный изотопный состав $\delta^{16}\text{M}$ связан с изотопным составом углерода и водорода $\delta^{13}\text{C}$ и δD следующей формулой:

$$\delta^{16}\text{M} = 0.96008 \cdot \delta^{13}\text{C}$$

Диаграмма, характеризующая генетический тип метана по изотопному составу углерода и

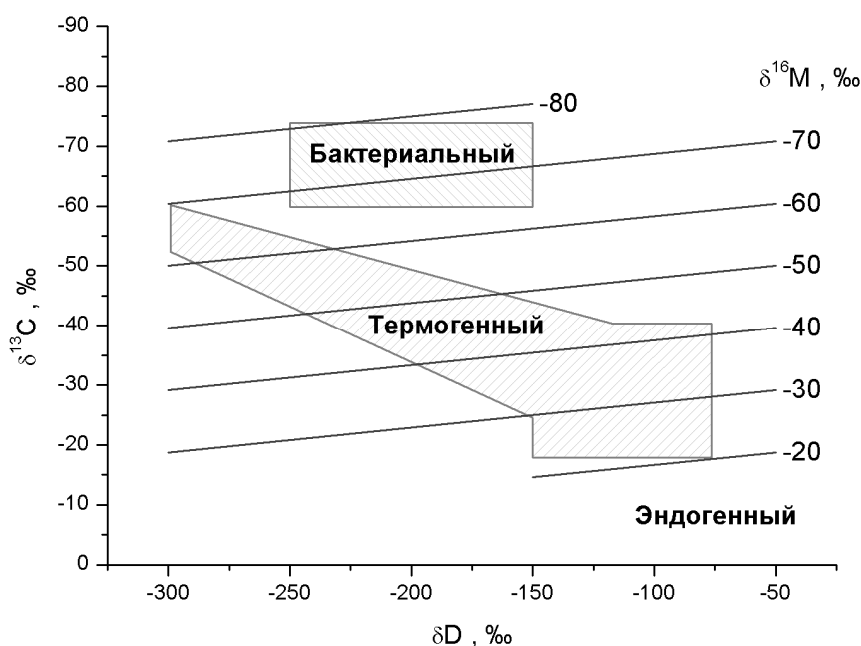


Рис. 2. Диаграмма, характеризующая генетический тип метана по изотопному составу углерода и водорода $\delta^{13}\text{C}$ и δD (Shoell M. 1983) с нанесенной шкалой комбинированного изотопного состава $\delta^{16}\text{M}$ радикала CH_3

водорода $\delta^{13}\text{C}$ и δD /1/ с нанесенной шкалой комбинированного изотопного состава $\delta^{16}\text{M}$ радикала CH_3 . приведена на рис. 2.

Предлагаемый подход к масс-спектрометрическому измерению комбинированного состава метана позволяет за счет снижения влияния изобарных ионов существенно снизить требования к вакуумной системе масс-спектрометра, чистоте газа-носителя, климатическим условиям эксплуатации; а также исключить использование жидкого азота для концентрирования пробы. На основе данного подхода может быть разработан полевой метод анализа с применением специализированного малогабаритного масс-спектрометра.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Schoell, M. Genetic characterization of Natural Gases // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1983. – №. 67. – С. 2225–2238.
2. Schoell, M. Multiple origin of methane in the earth // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1988. – №. 71. – С. 1–10.
3. Ellis, L., Berkman, T., Uchytel, S., Dzou, L. Integration of mud gas isotope logging (MGIL) with field appraisal at Horn Mountain Field, deepwater Gulf of Mexico // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2007. – №. 58, – С. 443–463.

© А.Л. Макась, А.С. Кудрявцев, М.Л. Трошков, 2010

КОНЕЧНО-РАЗНОСТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ

При акустическом каротаже скважин система наблюдений представляет собой источник акустического сигнала и набор приемников, расположенных на одной линии внутри скважины, заполненной флюидом. Принимая во внимание, что наиболее контрастный интерфейс при исследованиях скважин это граница между флюидом и околоскважинной зоной, математическая постановка соответствующей дифференциальной задачи рассматривалась в цилиндрической системе координат. Это позволило избежать численных артефактов образующихся при аппроксимации криволинейной границы в декартовой системе координат.

Конечно-разностный алгоритм представленный в работе – это развитие алгоритма, описанного в работе (Писаренко с соавторами, 2009) для численного моделирования данных акустического каротажа для изотропных сред. Главное преимущество данного алгоритма – это возможность моделирования волновых полей в средах с любым типом анизотропии. Таким образом становится возможным проводить моделирование для эффективных моделей упругих сред, описывающих тонкослоистые пачки, системы ориентированных трещин и учитывающих предварительное напряженное состояние.

E.V. Lys, V.V. Lisitsa, G.V. Reshetova, V.A. Tcheverda

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

FINITE-DIFFERENCE SIMULATION OF SEISMOACOUSTIC WAVE FIELDS

A typical sonic measurement consists of a fluid-filled borehole where a source and an array of receivers are placed in the fluid. Taking into account the shape of the surface of the borehole being the sharpest interface of the statement cylindrical coordinates are chosen for the mathematical formulation. This choice helps to avoid strong numerical scattering produced by a saw-like approximation of this interface in Cartesian coordinates.

The finite-difference method presented below is the most relevant to the one introduced in (Pissarenko et al., 2009) for isotropic elastic media and modified in (Lys et al., 2008) for Vertically Transversely Isotropic (VTI) viscoelastic media. Its main advancement is in ability to deal with anisotropic media with arbitrary symmetry thanks to the use of Lebedev staggered grid (Lisitsa and Vishnevsky, 2009). We are sure it is very desired option because anisotropy is widespread property

of a reservoir as it may be caused by thin-layering (Backus 1962), systems of oriented fractures (Berryman 2008), (Grechka and Kachanov 2006), (Hudson 1980) or by preliminary stresses of the rocks (Chen et al., 2006).

Введение:

Проведение акустического каротажа в районах со всё более сложным геологическим строением, повсеместное использование наклонных и горизонтальных скважин ведёт к необходимости существенного углубления понимания процессов формирования и распространения сейсмоакустических полей в трёхмерно-неоднородных средах с учётом таких особенностей горных пород как анизотропия и поглощение. К сожалению, аналитическое описание такие волновые поля допускают только в простейших постановках, весьма далёких от реальности. В связи с этим возникает необходимость в алгоритмах, позволяющих выполнять их полномасштабное математическое моделирование, что стало возможным с появлением высокопроизводительных вычислительных систем с параллельной архитектурой.

В процессе разработки таких алгоритмов возникает множество принципиальных вопросов:

- Ограничение расчетной области;
- Пространственная декомпозиция для организации параллельных вычислений;
- Корректная аппроксимация волновых полей на криволинейных границах раздела;
- Описание поглощения энергии упругих колебаний в анизотропных упругих средах.

Конечно-разностная схема:

Не уменьшая общности задачи достаточно рассмотреть наклоненную трансверсально-изотропную среду (ТТИ). ТТИ среда получается поворотом тензора трансверсально изотропной среды относительно осей координат, т.е. форма индикатрис фазовых скоростей не меняется, меняется только ориентация этих поверхностей в пространстве.

$$C_{ijkl}^{new} = C_{pqmn}^{old} a_m^k a_n^l a_p^j a_q^i$$

здесь, a_i^j элемент тензора поворота относительно оси координат.

Напряженно-деформируемое состояние в среде определяется соотношением Больцмана (среды с «памятью»). В качестве дисперсионной модели использовалась «обобщенная стандартная линейная модель твердого тела» (анг. GSLM), как наиболее правильно описывающая дисперсионные эффекты в геологических средах.

Для аппроксимации данной задачи (тензор упругих параметров теряет квазидиагональную форму) использовалась схема Лебедева в цилиндрической системе координат. Эта схема второго порядка аппроксимации по времени и

пространству, обладает рядом преимуществ по сравнению с аналогичными схемами, использующимися для аппроксимации уравнений упругости для сред с произвольным типом анизотропии:

- 1) Существенно меньшая «вычислительная стоимость» в трехмерном случае;
- 2) Простота реализации;
- 3) Универсальность при реализации поглощающих (не отражающих) краевых структур.

Численные эксперименты:

На рис. 1 представлены мгновенные снимки компонент волнового поля (вертикальная компонента скоростей смещения – справа и азимутальная компонента скоростей смещения – слева) для скважины с жидкостью окруженной VTI средой со следующими параметрами:

$$\rho = 2600 \text{ kg} / \text{m}^3, \quad v_p = 3387 \text{ m} / \text{s}, \quad v_s = 1905 \text{ m} / \text{s}, \quad \varepsilon = 1.0, \quad \gamma = 0.18, \quad \delta = -0.45$$

и слоем, примыкающим к скважине с теми же параметрами что и во вмещающей среде, но с осью симметрии образующей угол $\frac{\pi}{6}$ с осью Z. Как можно видеть азимутальная компонента скоростей смещения становится ненулевой в слое с наклоненной осью симметрии.

Целью следующего эксперимента было изучение влияния вязкости жидкости в периодических структурах. Модель скоростного строения среды представлена на рис. 2, это скважина, заполненная невязкой жидкостью, окруженная изотропной средой и примыкающий к скважине слой, представляющий собой тонкослоистую периодическую пачку, где чередуются два слоя: 1) изотропная среда близкая по характеристикам к вмещающей; 2) слой, заполненный вязкой (идеальной) Ньютоновской жидкостью.

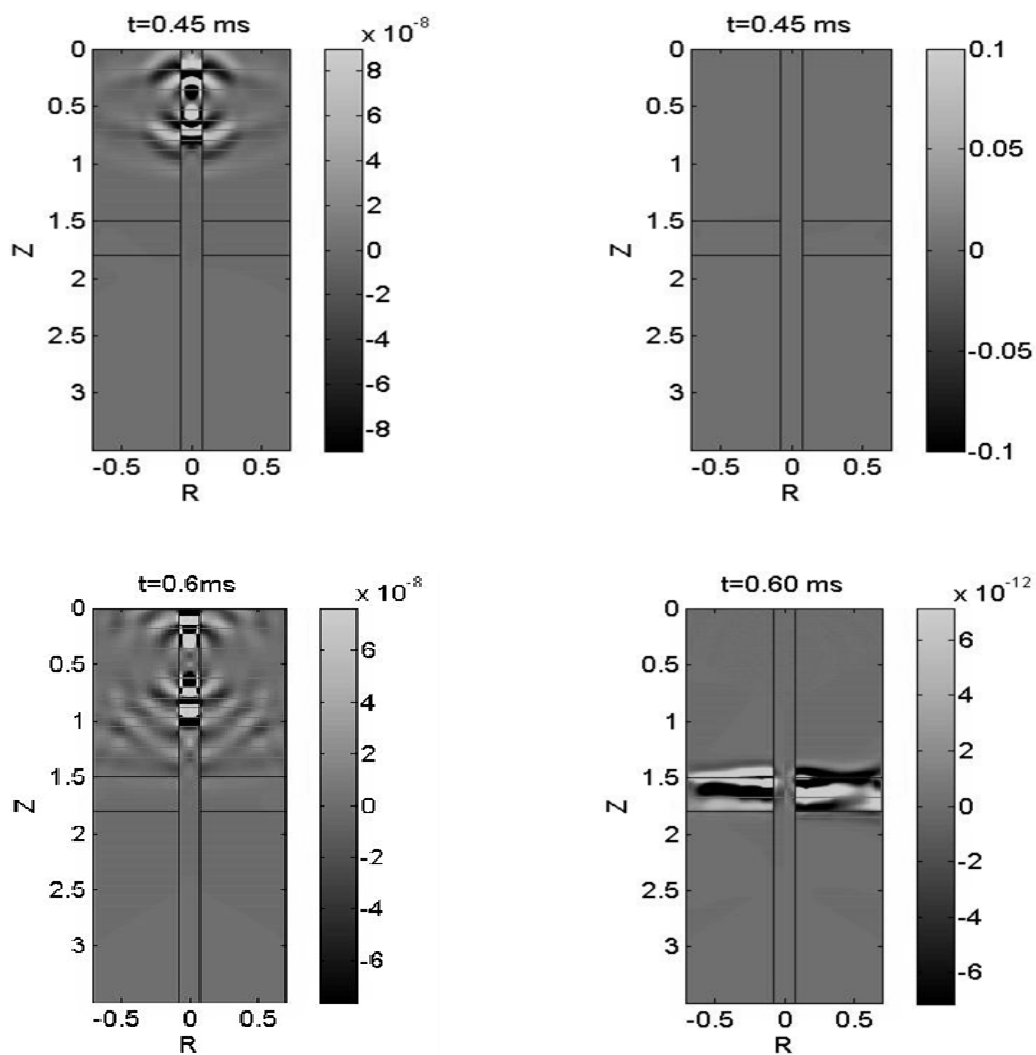


Рис. 1. Вертикальная (слева) и азимутальная (справа) компоненты скоростей смещения для модели с ТПІ слоем

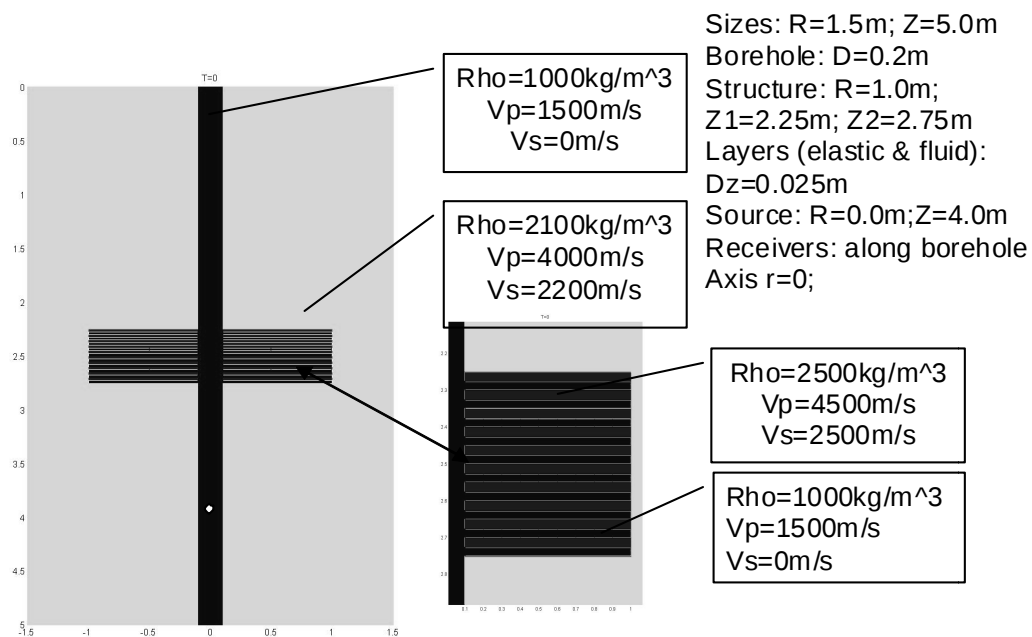


Рис. 2. Модель скоростного строения среды для изучения влияния тонкослоистых пачек со слоями, заполненными вязкой жидкостью

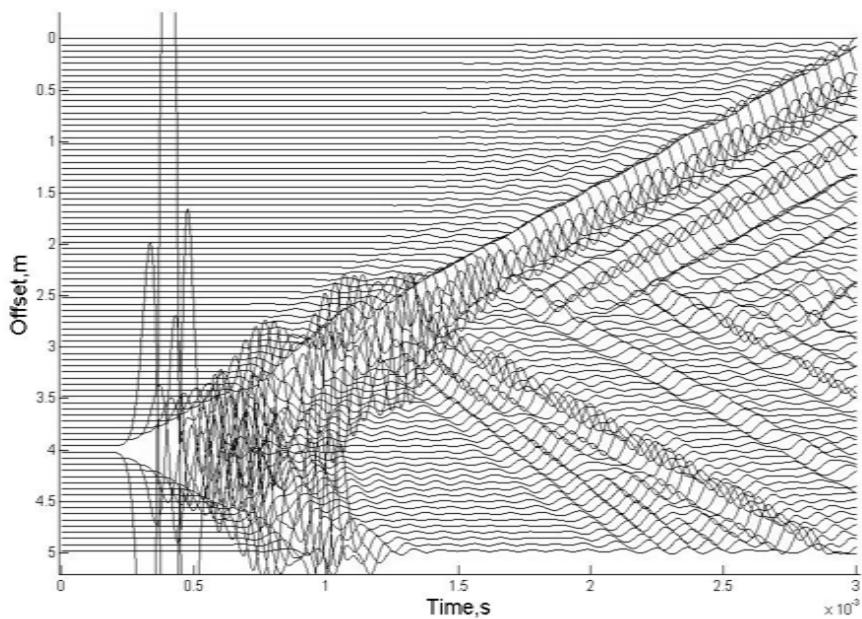


Рис. 3. Сейсмограмма, зафиксированная на оси скважины; жидкость в периодической системе – идеальная

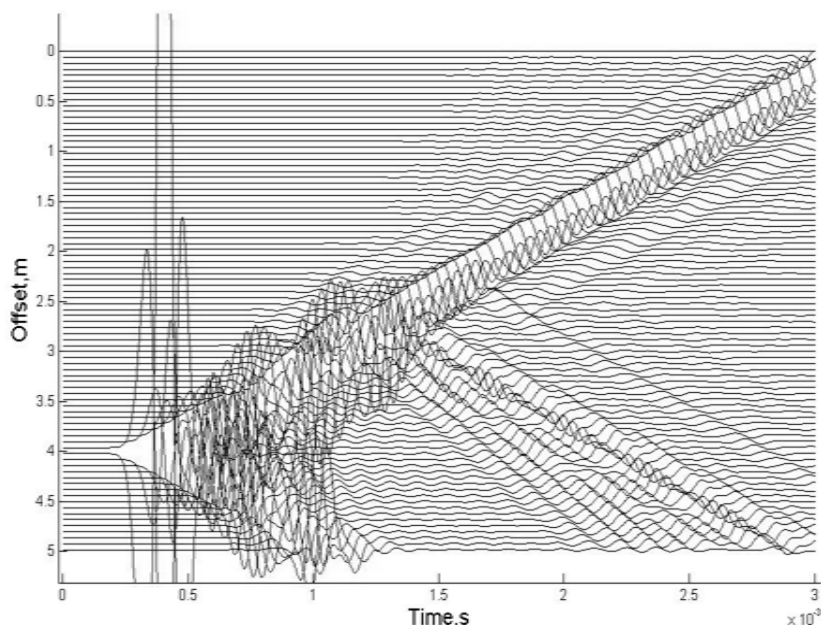


Рис. 4. Сейсмограмма, зафиксированная на оси скважины; жидкость в периодической системе – вязкая с добротностью 30

Благодарности:

Работа была выполнена совместно с Научно-исследовательским центром компании Schlumberger в г. Москве и частично при поддержке грантов РФФИ 07-05-00538 , 08-05-00265 и 09-05-00372.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Becache, E. Stability of Perfectly Matched Layers, Group Velocities and Anisotropic Waves/ Becache, E. Fauqueux, S. Joly P. // INRIA, Rapport de recherche n° 4304, Novembre 2001, 35 p.
2. Biot, M.A. Propagation of elastic waves in a cylindrical bore containing a fluid / Biot, M.A. // Journal of Applied Physics, 1952, 23, 997–1005.
3. Blanch, J.O. Modeling of a constant Q: Methodology and algorithm for an efficient and optimally inexpensive viscoelastic technique. / Blanch J.O., Robertsson J.O.A., Symes W.W. // Geophysics, 1995, 60(1), 176–184.
4. Lisitsa, V. 2005. Optimal grids for numerical solution of a wave equation in heterogeneous media/ Lisitsa, V.// Siberian journal of numerical mathematics, 2005, 8(3), pp. 219–229.
5. Kostin, V. 3D Synthetic Acoustic Log for Viscoelastic Media: Finite-Difference Approach/ Kostin V., Pissarenko D., Reshetova G., Tcheverda V. // Extended abstracts of 69th EAGE Conference and Technical Exposition, London, 11–14 June 2007, P096.
6. Thomsen, L. Weak elastic anisotropy / L. Thomsen // Geophysics, 1986, 51(10), 1954–1966.

УДК 550. 834 УДК 550.834 + 552.143

В.Г. Лужецкий

ИВМиМГ СО РАН, Новосибирск

СЕЙСМОПРОФИЛИРОВАНИЕ ХРЕБТА СОФЬИ ЛЕПНЕВОЙ В ТЕЛЕЦКОМ ОЗЕРЕ

Представлены результаты полевых работ на хребте Софьи Лепневой, выполненных летом 2009 года с использованием эхолота, системы GPS и сейсмоакустического геопрофилографа.

Профили показывают, что восточный склон хребта имеет очень крутой подъем (около 90°) с резким перепадом глубин около 140 м, а западный склон более полог. Углы наклонов северного и южного склонов составляют значения около 45° . Более наглядную картину восточного склона иллюстрируют временные разрезы, полученные с помощью геопрофилографа. Мы видим несколько достаточно высоких «горок» и узких расщелин (оврагов). Сейсмопрофили наглядно иллюстрируют очень сложную картину формирования подводного восточного склона и подтверждают необходимость проведения более тщательных исследований склонов с помощью гидролокаторов бокового обзора и управляемых подводных видео-аппаратов.

V.G. Luzhetskii

Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of the SB RAS, Acad. Koptyug av. 6, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

SEISMO-PROFILING OF SOFIA LEPNEVA RIDGE IN LAKE TELETSKOYE

Results of field work carried out on the ridge Sophia Lepneva by summer of 2009 with the use of echo-sounding, GPS system and high-resolution seismo-acoustic geoprofiler.

The profiles show that the eastern slope of the ridge is very steep climb (about 90°) with a sharp drop of about 140 m depth, and the western slope more flatter. Gradients northern and southern slopes are the values more 45° . A more clear picture of the eastern slope shows time sections obtained with geoprofiler. They see sufficiently high "hills" and the narrow slits (ravines). Seismic profiles illustrate a very complex picture of the formation of the eastern underwater slope and confirm the need for more careful study of slopes with side-scan sonar and underwater video-controlled devices.

В 1967 г. сотрудники Телецкой озерной станции В.В. Селегей и Т.С. Селегей при детальной батиметрической съемке озера впервые обнаружили подводный хребет. По их просьбе в 1971 г. Комиссия по транскрипции географических названий Географического общества СССР утвердила название

«хребет Софьи Лепневой» в знак признательности за ее большие заслуги в изучении озера [1].

Необходимость проведения сейсмопрофилирования на хребте была обусловлена тем обстоятельством, что при изучении современного климата и его прогноза на ближайшее будущее используют анализ донных кернов из грунтозаборных трубок [2]. Поэтому представляет большой интерес изучение осадков на вершине хребта С. Лепневой. На сегодня существует единственная батиметрическая карта этого участка [3], которая мелкомасштабна и на ней имеются ошибки, обусловленные большой погрешностью тогдашних приемников GPS. Площадка вершинки хребта очень мала и к ее центру трудно подойти обслуживающему судну при навигации по этой карте. Также не был известен рельеф склонов. В этой связи, летом 2009 г., и были выполнены эхолотные и сейсмоакустические работы в районе хребта С. Лепневой.

Впервые высокоразрешающее сейсмоакустическое профилирование озера мы выполняли в 2007 г. [4], когда определили толщины осадков в голоценовом слое для 5 участков озера (от Колдора до Ежона) и высказали гипотезу о том, что озеро является древним и его возраст превышает 10 млн. лет. Затем в 2008 г. мы продолжили эти работы и результате получили значения скоростей осадконакоплений для 8 участков от Колдора до Чулюша [5] и оказалось, что эти скорости не сопоставимы со скоростями современного осадконакопления, вычисленными по данным гамма-спектрометрии [6].

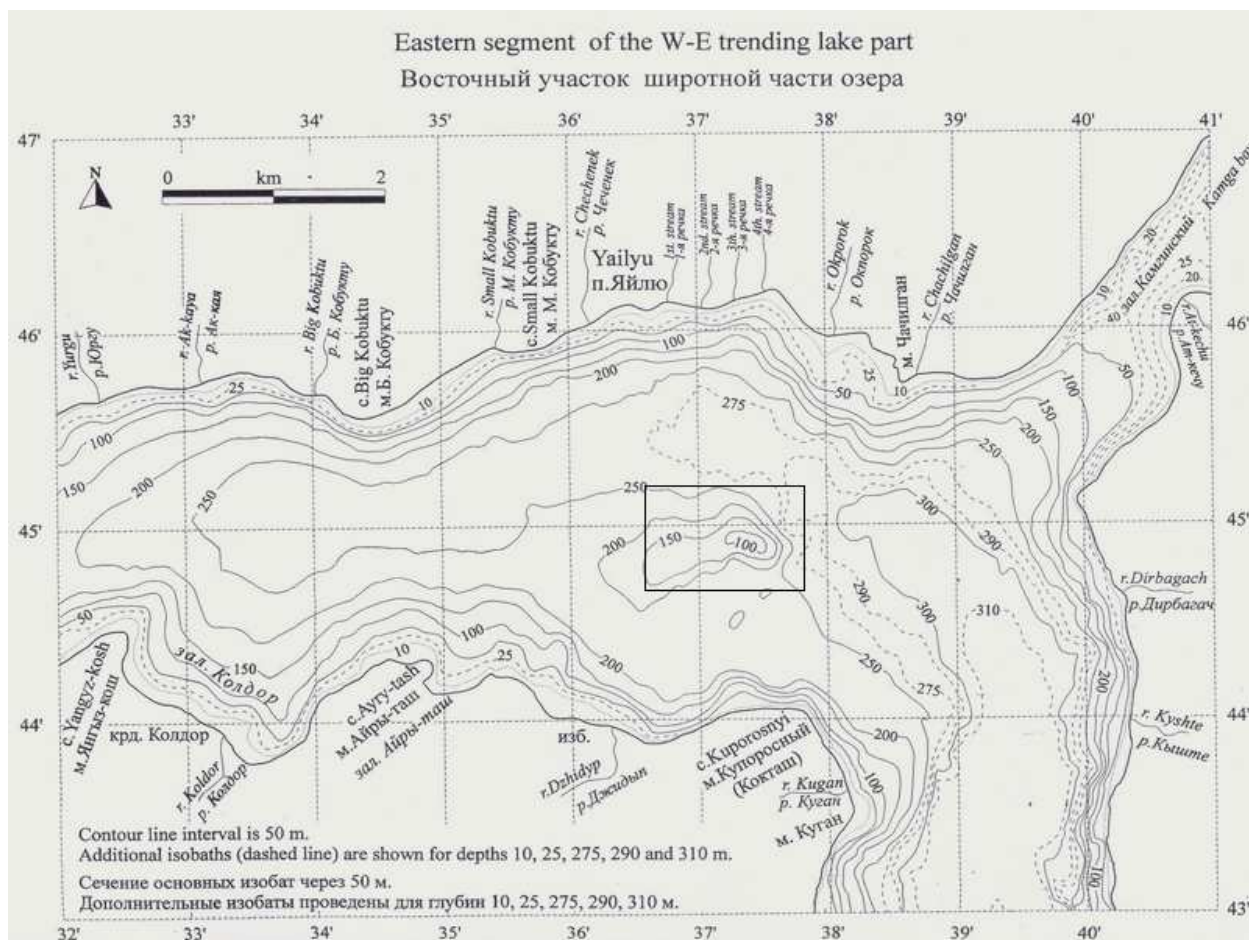


Рис. 1. Батиметрическая карта участка Телецкого озера [3]

При выполнении полевых работ использовалось оборудование: высокоразрешающий геопрофилограф (разработка ИВМиМГ СО РАН); эхолот HUMMINBIRD 737; система GPS GARMIN VISTA CX; моторная лодка типа «Прогресс». Район работ у хребта показан прямоугольником на карте (рис. 1), а разрезы профилей, построенные по данным эхолота, приведены на рис. 2, 3.

На профилях видно, что восточный склон хребта имеет очень крутой подъем (почти 90°) с резким перепадом глубин около 140 м, а западный склон более полог. Изрезанные уклоны северного и южного склонов имеют значения более 45° .

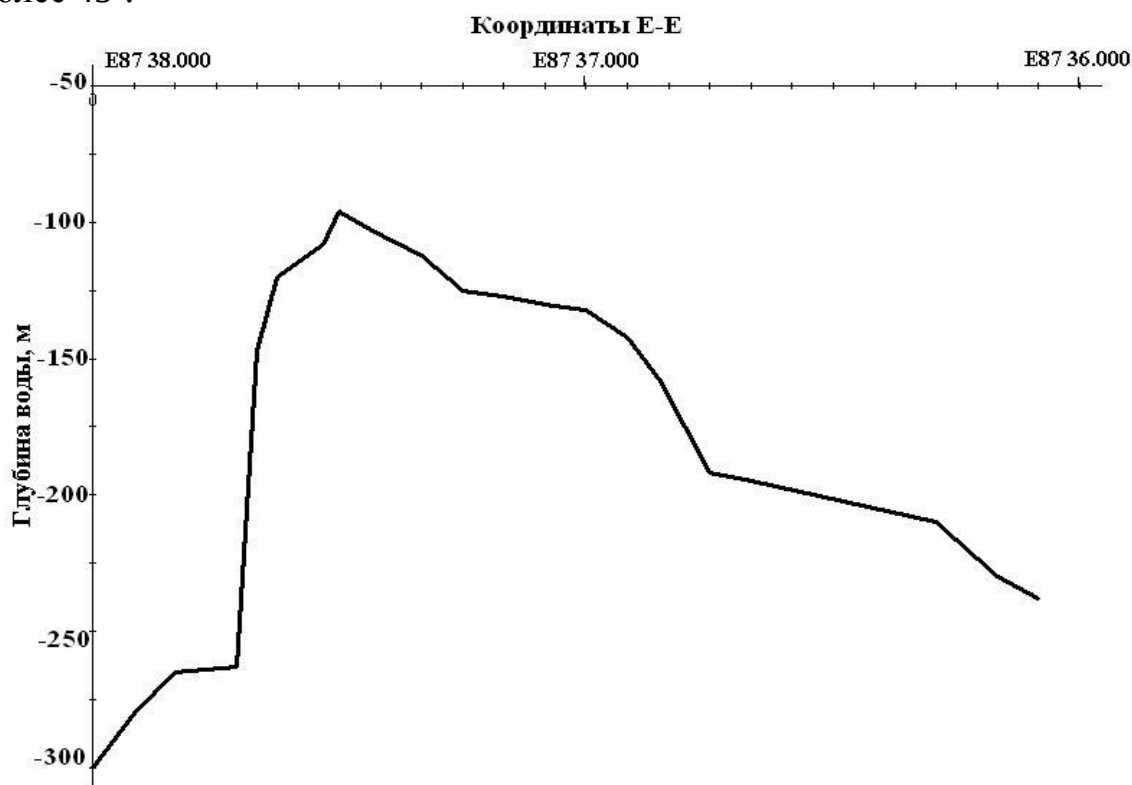


Рис. 2. Профиль Восток-Запад (N51 44.970)

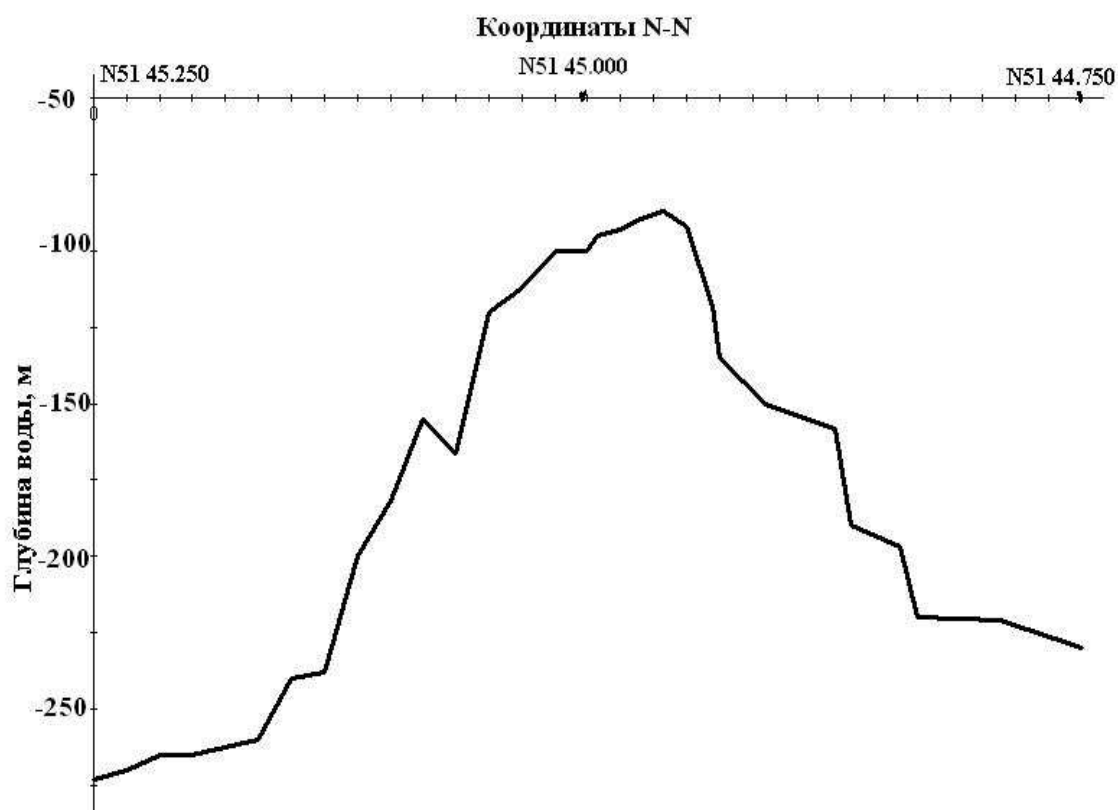
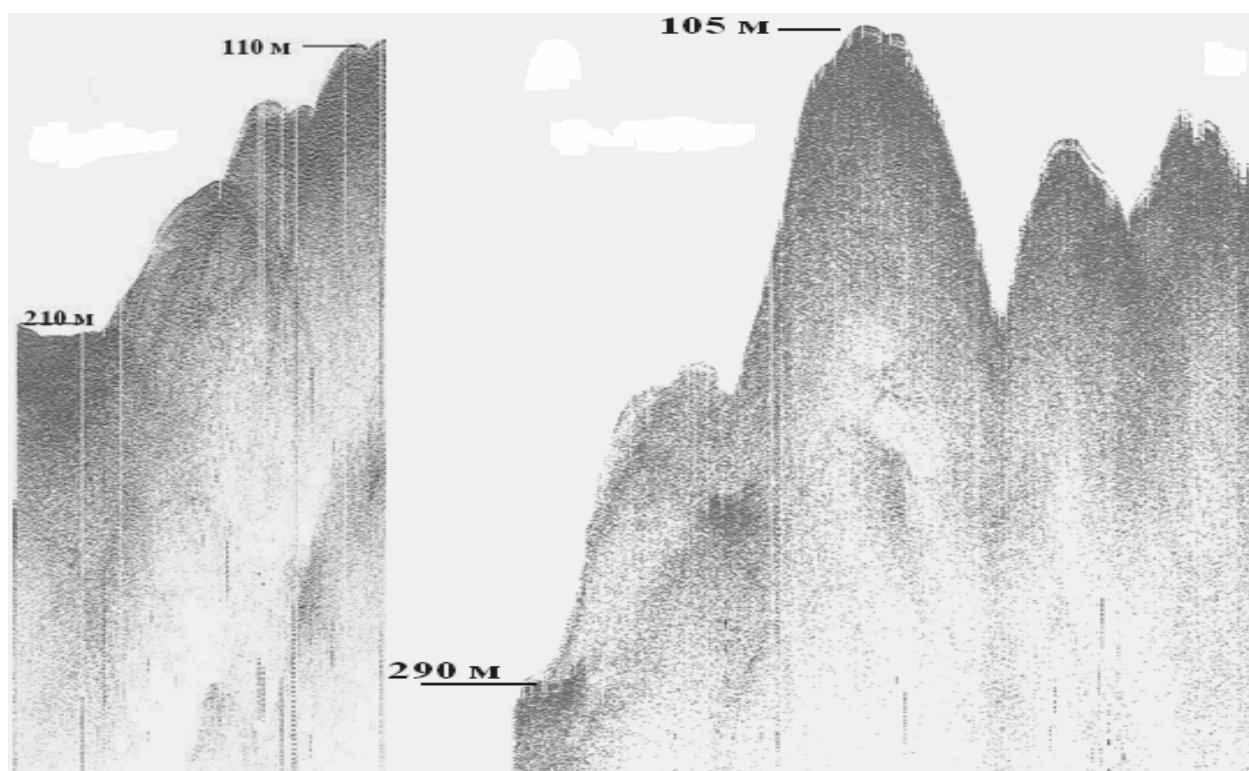


Рис. 3. Профиль Север-Юг (E87 37.420).

Более наглядную картину восточного склона иллюстрируют временные разрезы (рис. 4), полученные с помощью высокоразрешающего сейсмоакустического геопрофилографа. Здесь мы видим несколько достаточно высоких «горок» и узких расщелин (оврагов). Верхняя площадка не горизонтальна и ее размеры малы, что несомненно усложняет взятие керна и установку седиментационных ловушек на вершине хребта при 90-метровой глубине воды.



Длина профиля ~ 400 м

Длина профиля ~ 800 м

Рис. 4. Сейсмопрофили восточного склона хребта С. Лепневой

По нашим данным скорость осадконакопления у вершины хребта довольно велика и составляет около 0,5 мм/год и это обусловлено тем, что хребет находится не далеко от устья реки Камга. Верхний слой осадков видимо представляют илы, толщина которых составляет 2–3 м и это хорошо видно на рис. 4.

Сейсмопрофили наглядно иллюстрируют очень сложную картину формирования подводного восточного склона и подтверждают необходимость проведения более тщательных исследований склонов с помощью гидролокаторов бокового обзора и управляемых подводных видео-аппаратов типа “Гном”.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Малолетко, А.М. Телецкое озеро по исследованиям 1973-1975 гг. [Текст] / А.М. Малолетко // Томск, 2007. – 224 с.
2. Калугин, И.А. 3000-летние погодно-климатические хронологии, восстановленные по геохимии озерных осадков и древесно-кольцевым сериям на Алтае [Текст] / И.А. Калугин, А.Д. Дарьин, В.С. Мыглан и др. // Фундаментальные проблемы квартера: итоги изучения и основные направления дальнейших исследований: Матер. VI Всероссийского совещания по изучению четвертичного периода (Новосибирск, 19-23 октября 2009 г.). – Новосибирск: Издательство СО РАН. – 2009. – С. 255–257.
3. Физико-географическая и геологическая характеристика Телецкого озера [Текст] / Ред. В.В. Селегей, Б. Дехандсхюттер, Я. Клеркс и др. Королевский

Музей Центральной Африки, Тервюрен, Бельгия. Тр. Департамента геологии и минералогии. – 2001. – Т. 105. – 310 с.

4. Лужецкий, В.Г. Высокорастворяющее сейсмопрофилирование Телецкого озера [Текст] / В.Г. Лужецкий // ГЕО-Сибирь-2008. Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: Сб. матер. IV междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 22–24 апреля 2008 г.). – Новосибирск: СГГА, 2008. – С. 169–173.

5. Лужецкий, В.Г. Скорости осадконакоплений на Телецком озере [Текст] / В.Г. Лужецкий // ГЕО-Сибирь-2009. Т. 5. Недропользование. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: Сб. матер. V междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 20–24 апреля 2009 г.). – Новосибирск: СГГА, 2009. – С. 34–38.

7. Бобров, В.А. Современная скорость осадконакопления в Телецком озере по данным гамма-спектрометрии (^{137}Cs) [Текст] / В.А. Бобров, И.А.Калугин, Ж. Клеркс и др. // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 4. – С. 530–536.

© В.Г. Лужецкий, 2010

УДК 551.4
П.С. Латин
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГЕНЕТИЧЕСКОЙ МОРФОЛОГИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ РАЗВИТИЯ ПОВЕРХНОСТИ ЗЕМЛИ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

P.S. Lapin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

APPLICATION OF THE METHOD OF GENETIC MORPHOLOGY AT RESEARCH OF DEVELOPMENT OF THE SURFACE OF THE EARTH (WEST SIBERIA)

The obtained results make more detailed our conceptions of the relief evolution in this region and allow prediction of the areas with the most favorable petroleum prospects.

В последние годы существенно возрос интерес к изучению геометрии форм рельефа любого ранга, поскольку в них хранится огромный объем генетической информации, который заставляет многих исследователей обращать особое внимание на развитие методов генетической морфологии и морфометрии. В первую очередь исследования направлены на совместный анализ в изменении форм рельефа и процессов их преобразующих. Единственной границей раздела сред, где в настоящее время происходит непосредственное взаимодействие эндогенных и экзогенных сил является рельеф земной поверхности. Традиционно, в геоморфологии взаимодействие эндогенных и экзогенных процессов оценивается посредством изучения морфогенетических особенностей в развитии объекта исследования. Вместе с тем, объект морфогенетических исследований может охватывать различный временной интервал. Так, О.В. Кашменская считает, что объектом исследования является объем материала заключенный между поверхностью Мохоровичича и дневной поверхностью. Э.Л. Якименко за объект исследования выбирает экзогенно-активный слой, который в рельефе ограничен вершинной и базисной поверхностями. З.М. Хворостова свои исследования посвятила изучению рельефа земной поверхности как границе раздела сред.

В данной работе выявление современных (сегодняшних) геологических процессов потребовало как сокращения нижнего временного интервала их проявления, так и задание способа оценки современного морфогенеза не связанного с анализом отложений. Объектом исследования вслед за З.М. Хворостовой, выбрана земная поверхность как граница раздела земной коры,

гидросферы и атмосферы. Выбор не случаен, поскольку позволяет использовать учение Н.А. Флоренсова о геоморфологических формациях и литодинамических потоках. Н.А. Флоренсов [1] неоднократно подчёркивал мысль о том, что, в первую очередь, геоморфологический формационный анализ направлен на установление закономерностей в строении и развитии современного рельефа.

В рамках системно-формационного подхода основное внимание мы уделяли изучению реликтовой составляющей современного морфогенеза. Актуальность исследований определялась возможностью использования полученной информации в различных областях знания. С одной стороны, в связи с возросшими масштабами использования человеком природных ресурсов возникла настоятельная потребность в прогнозе поведения природных объектов и определении характера современного динамического режима конкретных частей земной коры: восходящий, нисходящий или стабильный, поскольку выведение объектов из равновесия приводит к далеко идущим нежелательным последствиям. С другой стороны, – характер современного динамического режима на земной поверхности позволяет оценивать определённый срез в функционировании современных литодинамических потоков, который прослеживается для всей толщи мезо-кайнозойского чехла. Выявляя латеральные пути перемещения вещества, можно полученную информацию распространить и для других срезов современного разреза.

В геоморфологии проблемы, связанные с изучением морфогенеза всегда являлись приоритетными. Набор элементов, позволяющий раскрыть модель морфогенеза, известен давно. Это водораздел, склон и днище долины. Одним из первых на необходимость сопряженного, взаимообусловленного развития долин, склонов и водоразделов в ходе пенеппенизации обратил внимание Д.А. Тимофеев [2]. А.Н. Ласточкин [3] разработал и развил морфодинамический анализ рельефа. Главное, для установления механизма рельефообразования – задать процедуру совместного анализа элементов триады.

В работе исследована центральная часть Сибирских увалов. С запада она ограничена верховьями реки Надым. С востока – рекой Етырур. По ранее разработанной методике [4] осуществлено морфогенетическое районирование и выделено пятьдесят два района. Установлено два ведущих морфогенетических ряда, характеризующих преобладание флювиальных и склоновых процессов. Из сопоставления ведущего и морфогенетических рядов мы имеем возможности для определения реликтовых областей. Эти области более консервативны в своём развитии, обладают генетической памятью и характеризуют предшествующий этап развития рельефа.

Развитие происходит в районах, где отмечается интенсивная работа современных (сегодняшних) процессов. Она является индикатором латеральных изменений и в литодинамических потоках. Интенсивность процессов оценивалась по степени упорядоченности элементов в морфогенетическом ряду. Удалось охарактеризовать способность к перемещению материала внутри района. Чем больше упорядоченность

элементов, тем быстрее протекают процессы, а морфология района остаётся подобной сама себе. В данном случае выделена область устойчивого равновесия. Чем меньше упорядоченность морфотипов, тем меньше интенсивность процессов. Выделяется область неустойчивого равновесия. Наибольшая интенсивность процессов наблюдается у районов со значениями, близкими средним.

Прослеживается определённая закономерность в распределении месторождений относительно областей максимальных (1–6) и минимальных (7–12) значений параметра (рис. 1). По определению, данному А.Н. Флоренсовым, нами выделены геоморфологические формации, которые определённым образом влияют на литодинамические потоки объекта исследования. Если рассматриваются внутренние связи системы, то развитие происходит за счёт

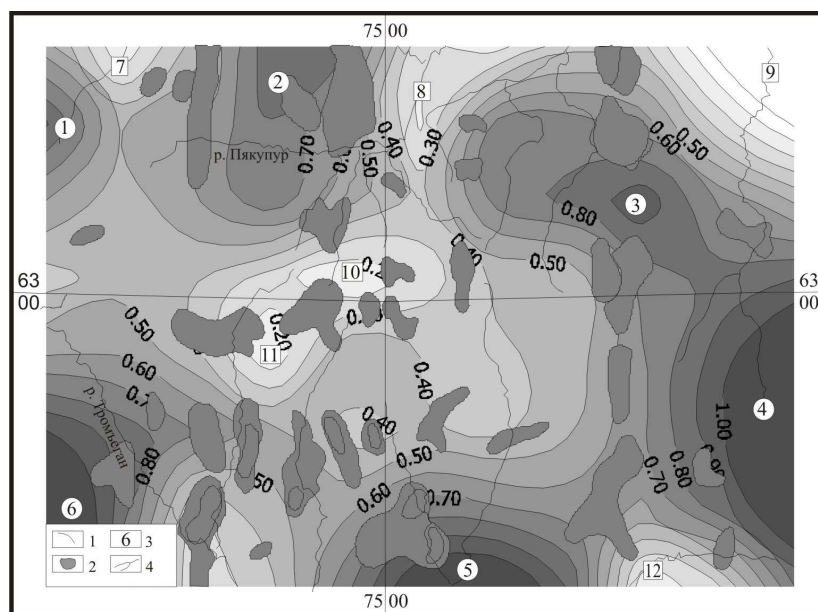


Рис. 1. Степень упорядоченности элементов, характеризующих работу современных геологических процессов. Условные обозначения: 1 – значения показателя; 2 – месторождения; 3 – номера областей подвижного равновесия; 4 – гидросеть

поверхности характеризуют изменения объема вещества по площади. В гравиметрии эти изменения могут быть использованы при вычислении поправок в верхнюю часть разреза за проявление современных экзогенных процессов. Появляется возможность применения геоморфологических методов исследования при исследовании разрезов «сверху вниз».

Таким образом, по результатам исследования современного морфогенеза выделены области равновесия и намечены латеральные изменения современных

районов неустойчивого развития.

Если осуществляется незначительное внешнее воздействие на систему, то через зону устойчивого равновесия происходит быстрый перенос материала. Сильные внешние воздействия существенно перестраивают области неустойчивого равновесия, а области устойчивого равновесия начинают изменяться при значительном изменении ведущих морфогенетических рядов.

Латеральные изменения современных литодинамических потоков на земной

литодинамических потоков на земной поверхности, которые можно проектировать и на другие их срезы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Флоренсов Н.А. О геоморфологических формациях. // Геоморфология. – 1971. – № 2. – С. 3–12.
2. Тимофеев Д.А. Терминология денудации и склонов. – М.: Наука, 1978.
3. Ласточкин А.Н. Морфодинамический анализ. – Л.: Недра, 1987.
4. Лапин П.С. Современный морфогенез Западного Саяна и сейсмичность. // Геоморфология. – 2009. – № 1. – С. 76–84.

© П.С. Лапин, 2010

УДК 550.834

М.П. Кутовенко, М.И. Протасов, Д.М. Вишневский
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПОСТРОЕНИЕ ИЗОБРАЖЕНИЙ РАССЕИВАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ В ИСТИННЫХ АМПЛИТУДАХ ПО МНОГОКОМПОНЕНТНЫМ ПОВЕРХНОСТНЫМ ДАННЫМ ПРИ ПОМОЩИ ГАУССОВЫХ ПУЧКОВ

В статье предлагается метод построения отражающих\рассеивающих объектов внутри априори известной макроскоростной модели (модели, которая с необходимой точностью описывает времена пробега волн) сложной геологической среды.

Подход основан на взвешенном суммировании многокомпонентных сейсмических данных. Веса вычисляются с помощью специальным образом протрассированных в сторону системы наблюдения Гауссовых пучков (ГП). ГП – это асимптотическое решение системы уравнений динамической теории упругости. Такое решение сосредоточено в окрестности P/S луча и экспоненциально убывает при удалении от него.

Представленная работа – естественное распространение работы [1] на случай упругой изотропной модели среды.

Приведены и прокомментированы результаты численных экспериментов.

M.P. Kutovenko, M.I. Protasov, D.M. Vishnevskiy

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

GAUSSIAN BEAMS BASED TRUE-AMPLITUDE IMAGING: MULTI- COMPONENT SURFACE DATA

In the paper we propose true-amplitude imaging of the scatterers/reflectors within a priori known macrovelocity model of some complex geological medium (the model which describes the travel time with the adequate accuracy grade).

This approach is based on the weighted summation of the multi-component seismic data. The true-amplitude weights are computed by means of specified Gaussian beams (GB). GB is an asymptotic solution of elastic wave equations. This solution is concentrated in the vicinity of P/S rays.

The presented approach is a natural extension of the one described in the paper [1]. This method is developed in the framework of elasticity and therefore it handles multi-component seismic data.

The results of the numerical experiment are presented and discussed.

Введение:

Настоящая работа посвящена построению изображений отражающих/рассеивающих объектов изучаемой геологической среды для

заданной макро модели среды, то есть для модели, с достаточной степенью точности описывающей времена пробега волн. Более того мы будем иметь дело с динамическим подходом, причем нас будет интересовать процедура построения изображений в истинных амплитудах, то есть позволяющая получать изображения, которые количественно описывают параметры среды.

Алгоритм, предложенный в работе [1], основывается на модели, в которой процессы распространения волн описываются волновым уравнением, тогда как реальные среды устроены гораздо сложнее. Безусловно, более близкой к реальным средам является упругая изотропная среда. Поэтому целью данной работы является развитие подхода, описанного в работе [1], на случай упругих изотропных сред и создание алгоритма обработки многокомпонентных сейсмических данных многократного перекрытия, полученных от источников типа «центра давления», обеспечивающего достоверное восстановление расположения и контрастности отражающих/рассеивающих объектов, помещенных в макроскоростную модель сколь угодно сложного строения.

Постановка задачи:

Рассматривается полуплоскость $R_2^+(x, z : z > 0)$, заполненная неоднородной упругой средой с параметрами Ламе:

$$\lambda(x, z) = \lambda_0(x, z) + \lambda_1(x, z) \quad , \quad \mu(x, z) = \mu_0(x, z) + \mu_1(x, z) \quad \text{и} \quad \text{плотностью} \\ \rho(x, z) = \rho_0(x, z) + \rho_1(x, z),$$

представленными в виде суперпозиции параметров гладкой модели среды и ее резко меняющегося возмущения. В Борновском приближении полное волновое поле представляется в виде суммы нисходящего (incident) и восходящего отраженного\рассеяного (reflected) волновых полей:

$$\bar{u}(x, z; x_s, z_s; \omega) = \bar{u}^{(in)}(x, z; x_s, z_s; \omega) + \bar{u}^{(ref)}(x, z; x_s, z_s; \omega),$$

где $\bar{u}^{(in)}$ есть волновое поле, распространяющееся в среде, описываемой гладкой составляющей, а $\bar{u}^{(ref)}$ порождено наличием отражающих/рассеивающих объектов.

Волновое поле в Борновском приближении представляется интегральным выражением:

$$\bar{u}^{(ref)}(x_r, z_r; x_s, z_s; \omega) = \iint_{R_2^+} \Gamma(x_r, z_r; \xi, \eta; \omega) \cdot L_1 < \bar{u}^{(in)}(\xi, \eta; x_s, z_s; \omega) > d\xi d\eta \quad (1)$$

здесь L_1 оператор динамической теории упругости, соответствующий неизвестным параметрам среды, а $\Gamma(x, z; \xi, \eta; \omega)$ - матрица Грина, удовлетворяющая следующей задаче:

$$L_0 \langle \Gamma(x, z; \xi, \eta; \omega) \rangle = I \cdot \delta(x - \xi) \cdot \delta(z - \eta) \quad (2) \\ + \text{Условие излучения}$$

здесь I – единичная матрица размерности 2x2, L_0 оператор динамической теории упругости, коэффициенты которого – известные параметры макро модели.

Считается, что на линии $z = z_r$ зарегистрированы однократно рассеянные волновые поля для источников типа «центра давления». Будем также предполагать, что параметр Ламе $\mu(x,z)=0$ в некотором приповерхностном слое, что, в частности, верно в случае регистрации данных на море. Задача заключается в определении по этим данным либо самих функции $\lambda_1(x,z)$, $\mu_1(x,z)$, $\rho_1(x,z)$ либо их некоторых комбинаций в предположении, что макроскоростная модель: $\lambda_0(x,z)$, $\mu_0(x,z)$, $\rho_0(x,z)$ известна.

Описание метода и формулировка основного результата:

Для построения изображения в некоторой текущей точке (x_i, z_i) , расположенной в целевой области, выпустим из нее продольный упругий Гауссов пучок $\bar{u}_p^{gb}(x, z; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega)$ в сторону системы наблюдения и вычислим от него нормальную к линии приемников (r – receivers) производную:

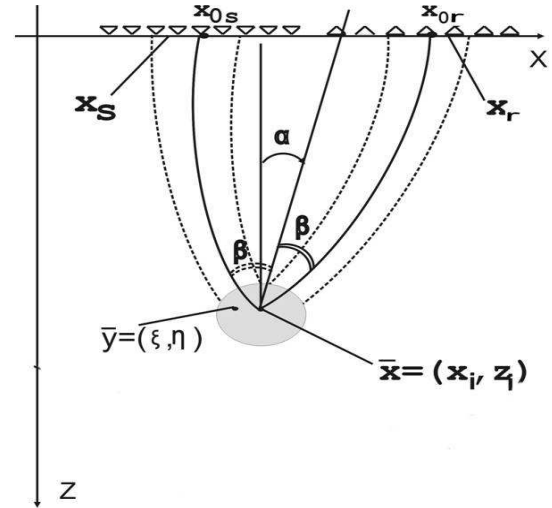


Рис. 1. Геометрия алгоритма.

$$\left. \frac{\partial \bar{u}_p^{gb}(x, z; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega)}{\partial z} \right|_{z=z_r} = \bar{T}_p^{gb}(x, z_r; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega); \quad (3)$$

Затем проинтегрируем по координате приемника произведение производной (3) и матрицы Грина (2). В однородной упругой среде, используя метод перевала, показано, что:

$$\begin{aligned} & \int_{x_{r1}}^{x_{r2}} \Gamma(x_r, z_r; \xi, \eta; \omega) \cdot \bar{T}_p^{gb}(x_r, z_r; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega) dx_r \approx \\ & \approx \frac{1}{2\lambda_0} \bar{u}_p^{gb}(\xi, \eta; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega) \end{aligned} \quad (4)$$

Ввиду локальности Гауссовых пучков тождество (4) в первом приближении, на высоких частотах верно в неоднородной среде.

Теперь, из точки (x_i, z_i) выпустим скалярный Гауссов пучок $\phi_p^{gb}(x, z; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega)$ в направлении системы наблюдения и вычислим от него нормальную к линии источников (s – sources) производную:

$$\left. \frac{\partial \phi_p^{gb}(x, z; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega)}{\partial z} \right|_{z=z_s} = \psi_p^{gb}(x, z_s; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega) \quad (5)$$

и проинтегрируем по координате источника произведение производной (5) и функции падающего волнового поля – $\vec{u}^{(in)}(x, z; x_s, z_s; \omega)$. В этом случае, переходя к потенциалам, и используя теорему Грина можно получить равенство:

$$\int_{x_{s1}}^{x_{s2}} \vec{u}^{(in)}(x, z; x_s, z_s; \omega) \cdot \psi_p^{gb}(x_s, z_s; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega) dx_s \approx \frac{F(\omega)}{\rho_0 v_0^p} \bar{u}_p^{gb}(\xi, \eta; x_i, z_i; \alpha, \beta; \omega) \quad (6)$$

Теперь умножим обе части интеграла однократного рассеяния (1) на производные (3), (5) и проинтегрируем по координатам источников и приемников. Принимая во внимание вспомогательные утверждения (4), (6), и следуя работе (Протасов, Чеверда, 2006), получаем тождество, определяющее «изображение в истинных амплитудах»:

$$\begin{aligned} & \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} d\alpha \int_{\omega_1}^{\omega_2} \exp\{-i\omega[\tau(x_i, z_i; x_{0r}) + \tau(x_i, z_i; x_{0s})]\} \cdot \frac{2 \cos^2 \beta}{\omega^2} d\omega \cdot \\ & \cdot \int_{x_{r1}}^{x_{r2}} \int_{x_{s1}}^{x_{s2}} \bar{u}^{reg}(x_r, 0; x_s, 0; \omega) \cdot \bar{T}_p^{gb}(x_r, 0; x_i, z_i; x_{0r}; \omega) \psi_p^{gb}(x_s; x_i, z_i; x_{0s}; \omega) dx_s dx_r \approx \\ & \approx I_{par} \langle R \rangle, \end{aligned} \quad (9)$$

где в правой части стоит суперпозиция прямого и «почти обратного» преобразований Фурье от функции:

$$R = \frac{\lambda_1 + 2\mu_1 \cos^2(2\beta) + (v_0^p)^2 \rho_1 \cos(2\beta)}{4\lambda_0 v_0^p}. \quad (10)$$

В результате, получена функция, которая является искомой комбинацией возмущенных параметров среды.

Численный эксперимент

Численный эксперимент был выполнен для упругой скоростной модели *North Sea*. Синтетические данные, используемые в эксперименте, были получены конечно-разностным моделированием, доминирующая частота импульса Рикера в источниках – 40 Гц.

Использовалась следующая система наблюдений: 81 источник с шагом 50 м, начиная с точки $x = 127.5$ м, 161 приемник с шагом 25 м, начиная с точки $x = 127.5$ м, глубина линий возбуждения и приема 10 м. Время регистрации 3.1 сек., шаг дискретизации по времени 1 мс. Шаг сетки, на которой восстанавливаются параметры среды – 5 м, угол раствора β был взят равным 0, а угол α принимал значения: $-25^\circ : 5^\circ : 25^\circ$. Эти углы были выбраны на основе предварительной трассировки лучей. На Рис.2. представлен результат применения описанного алгоритма к данным в сравнении с истинным распределением скорости в модели.

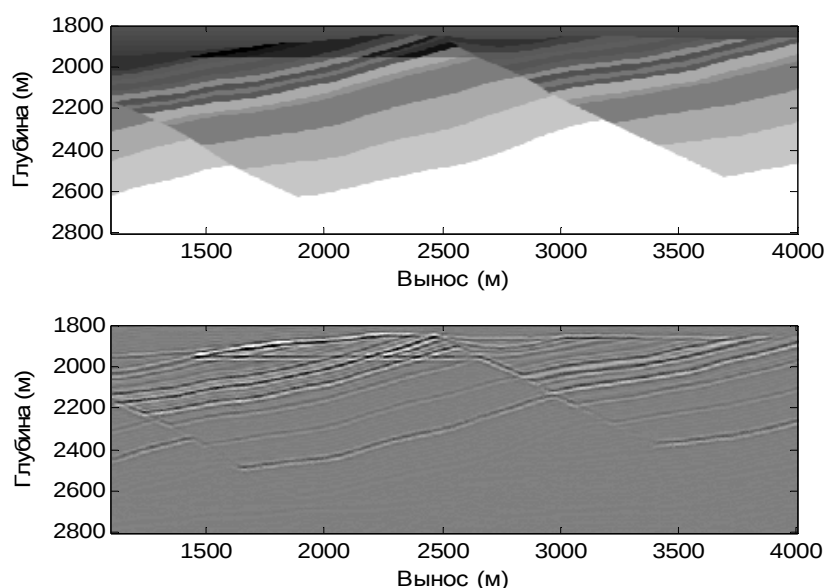


Рис. 2. Сверху истинное распределение скорости Р-волны в модели, снизу восстановленная функция R

Заключение

Представленный метод основан на процедуре, сохраняющей истинные амплитуды, и применим так же в случае, если поле лучей содержит каустики и фокальные точки. Стоит отметить, что использование Р-пучков дает возможность обрабатывать полное волновое поле без предварительного разделения на Р и S волны. Подобная же методика может быть применена и к S-пучкам, для получения PS изображения. Несмотря на то, что рассуждения относятся к случаю регистрации данных в воде, метод может быть адаптирован к случаю обработки данных, зарегистрированных на дне.

Благодарности

Исследование выполнено совместно с московским исследовательским центром компании Schlumberger при частичной поддержке грантов РФФИ

№ 08-05-00265, 10-01-92604, 10-05-00233, 10-05-00337. Автор выражает благодарность компании StatoilHydro за разрешение использовать скоростную модель North Sea для численных экспериментов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Протасов, М.И., В.А. Чеверда Построение сейсмических изображений в истинных амплитудах // Докл. РАН. – 2006. – Т. 407(4). – С. 441–446.
2. Beylkin, G. Imaging of discontinuities in the inverse scattering problem of a casual generalized Radon transform/ G. Beylkin// J. Math. Phys. – 1985. – V. 26(1). – PP. 99–108.
3. Bleistein, N. On the imaging of reflectors in the earth/ N. Bleistein // Geophysics. – 1987. – V. 52. – PP. 931–942.
5. Hill, N.R. Prestack Gaussian-beam depth migration/ N.R. Hill // Geophysics. – 2001. – V. 66(4). – PP. 1240–1250.

УДК 556.3

В.С. Кусковский¹, О.А. Шушаков²

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²ИХКГ СО РАН, Новосибирск

КУСКОВСКИЙ В.С., ШУШАКОВ О.А. НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Гидроскоп-гидрогеологический ядерно-магнитно –резонансный (ЯМР) томограф является представителем нового класса полевых геофизических приборов, предназначенных для выяснения гидрогеологических условий без бурения скважин, что значительно ускоряет и удешевляет весь цикл геологоразведочных работ.

V.S. Kuskovskiy¹, O.A. Shushakov²

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS

Acad. Koptug av.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

²Institute of Chemical Kinetics and Combustion, SB RAS

Inzhenernaya st.4, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

THE NEW TECHNOLOGY IN SEARCHES FOR GROUNDWATER DEPOSITS

Hydroscope – hydrogeological nuclear-magnetic-resonance (NMR) tomograph – is a representative of a new class of field geophysical devices, intended for determination of hydrogeological conditions without drilling of wells, subsequently essentially reducing the price and time of the whole cycle of geological surveying.

Метод ЯМР-зондирования был разработан в ИХКГ СО РАН в 80-х годах прошлого века. Исследования скоростей спиновой релаксации позволяют получать информацию о микроструктуре пор и трещин и фильтрационных свойствах коллекторов. Исследовалась ядерная магнитная релаксация воды в присутствии нефтепродуктов (бензина). Существует тесное конструктивное сотрудничество между ИХКГ СО РАН и ИНГГ СО РАН в области исследований спиновой релаксации различных типов подземных вод.

В настоящее время доказано, что ядерно-магнитно-резонансное (ЯМР) зондирование в геомагнитном поле можно использовать для детектирования подземной воды в соответствующих геологических формациях на глубине до 100 м и более в зависимости от интенсивности естественного или техногенного электромагнитного шума. Применение ЯМР-зондирования в комплексе с другими методами может значительно повысить объем и достоверность информации о гидрогеологических характеристиках водоносных пластов. Количественное определение воды методом ЯМР-зондирования зависит от

состава и свойств водоносных пород (в том числе наличия парамагнитных примесей), характер и степень такого влияния предполагается далее изучать в лабораторных условиях на модельных объектах.

В настоящее время в ИХКГ СО РАН (Институт химической кинетики и горения), проводятся исследования по дальнейшему развитию и совершенствованию методики изучения подземных вод совместно с ИГНГ СО РАН (Институт геологии нефти и газа СО РАН).

В ИХКиГ СО РАН создан макет ЯМР-геотомографа «Гидроскоп-3», который признан на настоящий момент лучшим в мире подобным прибором, другие приборы и оборудование для электрических и магнитных измерений. Оборудование смонтировано на автомобилях.

Таким образом «Гидроскоп» – гидрогеологический ядерно-магнитно-резонансный (ЯМР) томограф – является представителем нового класса полевых геофизических приборов, предназначенных для выяснения гидрогеологических и инженерно-геологических условий без бурения скважин, поэтому он значительно удешевляет и ускоряет весь цикл геологоразведочных работ. Метод позволяет производить поиск и разведку подземной воды на глубинах до 100 и более метров. Макроскопические образцы воды в порах или трещинах горных пород исследуются посредством измерения ядерной релаксации в земном магнитном поле. Возбуждение и прием сигнала ЯМР производится с помощью расположенной на поверхности антенны в форме круга размерами порядка 100 метров. Регистрируется только способная к гидродинамическому перемещению вода. Вода в очень мелких порах водоупорных пород (например, в глинистых грунтах), химически связанная, кристаллизационная или замерзшая вода имеет более короткие времена спиновой релаксации и не регистрируется.

Нами проведены измерения в различных геологических и гидрогеологических обстановках. Проводится разработка методических основ поисков и разведки пресных подземных вод в массивах скальных пород, в рыхлых аллювиальных и делювиальных отложениях и в толще многолетнемерзлых пород. Выявляются принципы перехода от данных измерений ЯМР к конкретным гидрогеологическим параметрам.

В последние годы (1997–2009 гг.) проведен ряд исследований, в т. ч. в горных районах юга Западной Сибири по обнаружению месторождений пресных подземных вод, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Особенно эффективен указанный метод в районах развития трещинных, трещинно-жильных и трещинно-карстовых вод, где обводненность скальных пород крайне неравномерна и зависит от степени тектонической трещиноватости. Хорошие результаты получены в предгорьях Алтая (с. Камышенка), Салаире (с. Верх-Бехтемир), Горном Алтае (с. Нижне Усть-Уба, г. Горно-Алтайск) и Новосибирской области (с. Бобровка Сузунского района, райцентр Ордынское) и др. [1–3]. Для примера ниже приведены результаты изысканий для п. Линево Волгоградской области (водоснабжение компрессорной станции газопровода) (рис. 1).

На рис. 2 показана зависимость соответственно амплитуды и фазы сигнала ЯМР от интенсивности импульса тока для станции № 8. Эти зависимости состоят из двух компонент. На рис. 4 представлены результаты решения обратной задачи для станции № 8 в виде гистограмм зависимости обводненности от глубины и зависимости времени неоднородной поперечной ядерной магнитной релаксации соответственно. Последующее бурение гидрогеологической эксплуатационной скважины показало хорошие результаты ($\sim 170 \text{ м}^3/\text{сут}$).

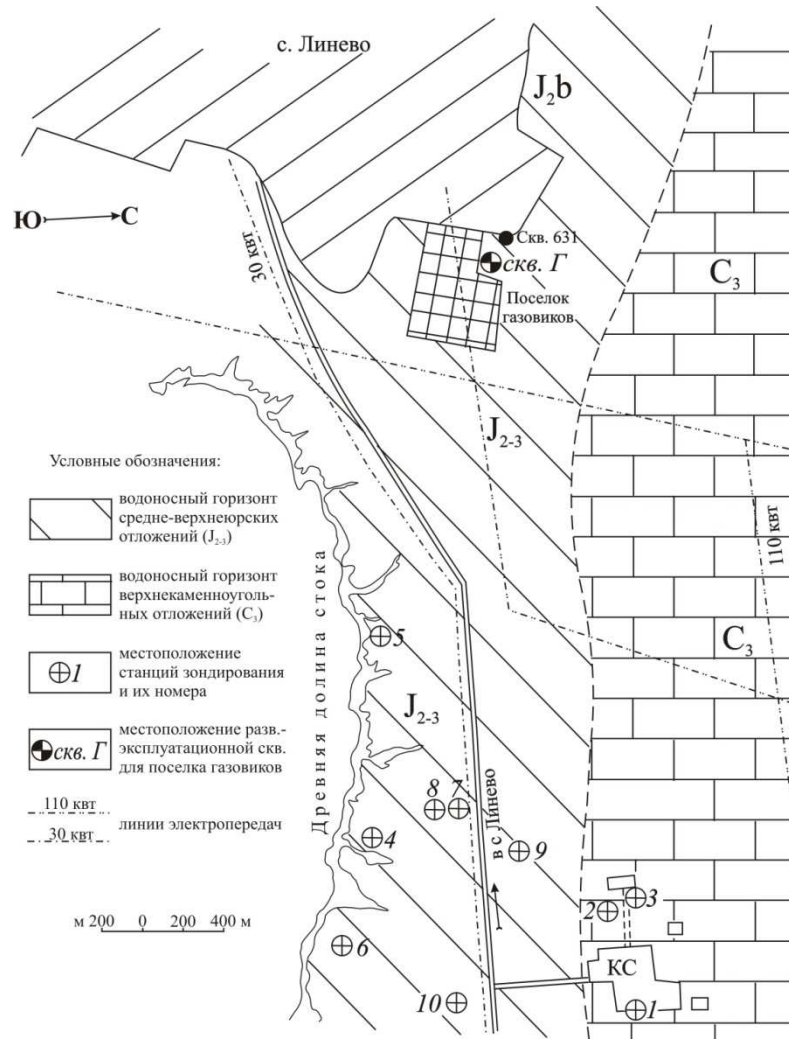


Рис. 1. Гидрогеологическая карта-схема с указанием места расположения станций зондирования у газовой компрессорной станции «Жирновская» п. Линево, Волгоградская область

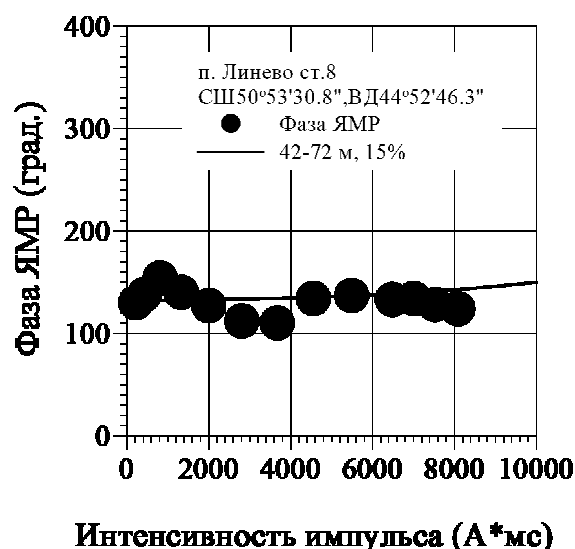


Рис. 2. Фаза ЯМР в зависимости от интенсивности импульса переменного магнитного поля. Станция № 8 (п. Линево Волгоградской области)

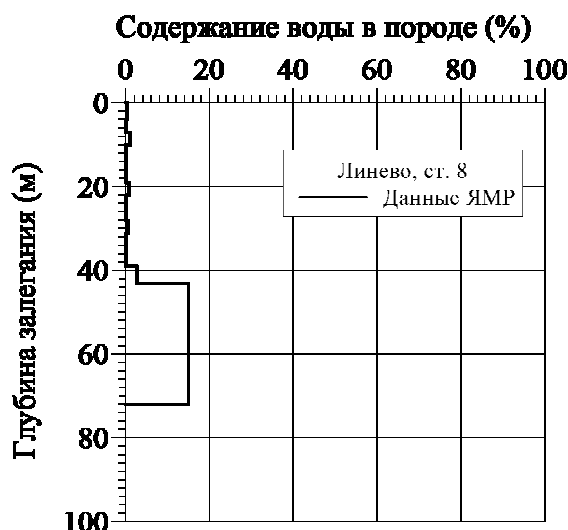


Рис. 3. Гистограмма зависимости обводненности – содержания воды (в процентах) в объеме породы от глубины. Станция № 8 (п. Линево Волгоградской области)

В первой половине 2005 г. нами проводились поиски подземных вод с помощью «Гидроскопа» на территории Ямало-ненецкого национального округа для 2-х объектов (участки 1, 2) газопровода, которые завершились успешно.

Здесь водоносные горизонты верхней части мезокайнозойской толщи заморожены, поэтому было необходимо найти и оконтурить талики – межмерзлотные подземные воды, пригодные для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

В последние годы (2001–2009 гг.) проводятся исследования по использованию ЯМР-томографии для определения ореолов загрязнений углеводородами подземных вод. Авторы считают это направление весьма актуальным, так как на селитебных территориях, особенно в районах заправок, нефтехранилищ и т. п. почти повсеместно наблюдается точечное загрязнение

подземных вод. Проводились эксперименты на малых глубинах по получению сигналов от известных залежей подземных утечек бензина и дизельного топлива близ Абакана. Наблюдали сигнал со многими скоростями T_2 в местах, содержащих бензин и воду. Экспериментальная идентификация сигналов от бензина и воды была сделана на основе проведения измерений гораздо дальше от предполагаемого источника загрязнений и получения только одной T_2 – компоненты, предполагаемо от воды. Нам не известны никакие другие эксперименты по детектированию поверхностным ЯМР подземных органических загрязнителей, особенно в присутствии воды. Для детектирования углеводородных загрязнений в подземной воде на малых глубинах использовалась антенна диаметром 17 м.

Наблюдали сигнал со многими скоростями T_2 в местах, содержащих бензин и воду.

Экспериментальная идентификация сигналов от бензина и воды была сделана на основе проведения измерений гораздо дальше от предполагаемого источника загрязнений и получения только одной T_2 – компоненты, предполагаемо от воды [4–5].

Установлена зависимость амплитуды ЯМР от времени и интенсивности возбуждающего импульса. При малых интенсивностях, когда возбуждается ядерная намагниченность малых глубинах, наблюдается только сигнал с короткими временами релаксации, предположительно от воды. При больших интенсивностях возбуждающего импульса наблюдается сигнал с короткими и длинными временами релаксации от воды и бензина. Таким образом, распределение углеводородов в порах породы не совпадает с распределением в скважине.

Аналогичные зависимости известны в литературе [6]. Так как поровая поверхность обычно смачивается водой, в то время как, несмачивающая фаза (углеводород) не контактирует с ней, характер релаксации сигнала ЯМР от несмачивающей фазы ближе к свободному (не поровому) пространству.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кусковский В.С., Шушаков О.А. ЯМР-томография при инженерно-геологических изысканиях на урбанизированных территориях [Текст] / В.С. Кусковский // Инженерно-геологические проблемы урбанизированных территорий. Материалы международного симпозиума. Екатеринбург: Изд-во «АКВА-ПРЕСС». – 2001. – С. 151–156.
2. Кусковский В.С., Красавчиков В.О., Шушаков О.А. ЯМР-геотомография при гидрогеологических исследованиях [Текст] / В.С. Кусковский // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Томск. – 2000. – Том I. – С. 310–312.
3. Шушаков О.А., Легченко А.В. Расчет сигнала протонного магнитного резонанса от подземных вод с учетом электропроводности среды [Текст] / О.А. Шушаков // Геология и геофизика. – 1994. – Т. 35. – № 10. – С. 161–166.

4. Shushakov O.A., Fomenko V.M., Yashchuk V.J., Krivosheev A.S., Fukushima E., Altobelli S.A., Kuskovskiy V.S. Hydrocarbon contamination of aquifers by SNMR detection. WM'04 Conference, February 29 – March. – 2004. – Tucson. AZ WM-4566/
5. Фоменко В.М., Шушаков О.А., Кусковский В.С. Обнаружение загрязнений подземных вод углеводородами [Текст] / В.М. Фоменко // Геология и геофизика. – 2008. – № 3. – С. 244–247.
6. Brown R.J.S., Fatt J. Measurements of fractional wettability of oilfield rocks by the nuclear magnetic resonance method, Trans. Am. Inst. Min. Pet. Eng. – 1956. – V. 220. – P. 262–264.

© В.С. Кусковский, О.А. Шушаков, 2010

УДК 551.7.02 (571.5)

Е.Н. Кузнецова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

БАРОВЫЕ ТЕЛА В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА КАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Объектом выполненного исследования являются продуктивные терригенные отложения ванаварской свиты венда на территории современной Катангской седловины (Восточная Сибирь). На основе материалов ГИС глубоких скважин, используя известные методики, установлена фациальная природа песчаных тел участвующих в строении пласта Вн-4. Разработанная модель формирования отложений пласта Вн-4 позволяет объяснить неоднородность его строения и наметить участки распространения коллекторов высокого качества. Их закономерное развитие будет связано с существованием на территории современной Катангской седловины в отложениях ванаварской свиты баровых тел. Распространение баров подчиняется двум закономерностям: Собиинско-Пайгинский бар протягивается вдоль внешней границы отмельной террасы. Положение Хребтово-Джелиндуконского бара зависит от особенностей строения подстилающей рифейской толщи и контролируется направлением простирания на предвендской поверхности выходов рифейских пород.

E.N. Kuznetsova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

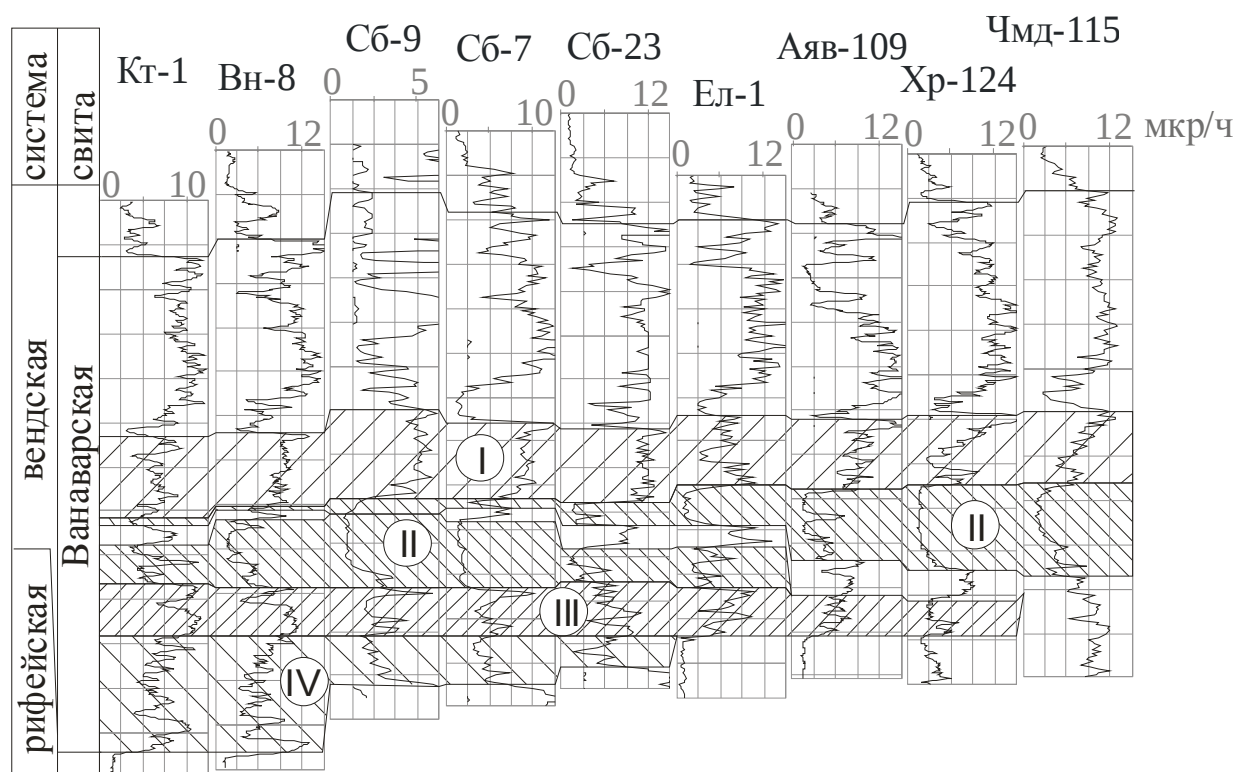
Acad. Koptyug av. 3, 630090, Novosibirsk, Russia

BAR BODIES IN TERRIGENOUS DEPOSITS OF VENDIAN VANAVARA FORMATION IN KATANGA SADDLE (EASTERN SIBERIA)

Productive terrigenous deposits of Vendian Vanavara Formation, Katanga Saddle (Eastern Siberia) were investigated. Based on geophysical well logging data acquired in deep boreholes and applying standard procedures, facies nature of sand bodies involved in the structure of the Vn-4 stratum has been established. The devised model for development of deposits of the Vn-4 stratum permits one to provide an explanation for heterogeneity of its structure and to outline regions of the extension of high quality reservoirs. Their regular development is associated with the presence of bar bodies on the area of the Katanga Saddle in deposits of the Vanavara Formation. The areal extent of bars is governed by two regularities: Sobinsk-Paiginsk bar is stretched out along the outer boundary of a bank terrace; the position of Khrebtovo-Dzhelindukonsk bar depends on peculiarities of the structure of underlying Riphean rocks and is controlled by a strike direction on the Prevendian surface of Riphean rock outcrops.

Основным объектом геологоразведочных работ на территории Катангской седловины являются терригенные отложения ванаварской свиты венда. Песчаный пласт ванаварский четвертый (Вн-4) вскрыт в большинстве пробуренных скважин и является наиболее выдержанным по площади. Суммарная мощность песчаников может составлять 12–16 м. Объект надежно выделяется по отрицательным аномалиям кривых естественной радиоактивности (ГК) акустического (АК) и микробокового каротажа (МБК). Состоит пласт преимущественно из хорошо отсортированных песчаников кварцевого состава (содержание кварца 80–90 %). В его строении выделяются два песчаных тела, которые в вертикальном разрезе кулисообразно замещают друг друга, перемещаясь в восточном направлении вслед за продвигающейся трансгрессией. Тела разделены маломощными прослоями пород до 1–5 метров аргиллито-алевритового состава (рис. 1).

Осадконакопление в ранневанаварское время началось с формирования песчано-алевритовой делювиально-пролювиальной толщи. Толща неравномерно распространена по площади. Максимальные мощности (25–30 м) отмечены в западной, северо-западной и северной части седловины. Начавшийся длительный этап венд-кембрийской трансгрессии сопровождался общим опусканием территории и наступлением моря со стороны современной Присяно-Енисейской синеклизы. Известно, что процесс трансгрессии носит быстрый скачкообразный характер, при котором береговая линия продвигается вглубь на большие расстояния [1]. Поэтому можно предполагать, что вся территория Катангской седловины за короткое время была занята морем. Особенности осадконакопления определялись различной глубиной бассейна. В окраинных, наиболее прогнутых районах отчетливо преобладают алеврито-глинистые фации, в пределах центральной отмели – алеврито-песчаные (рис. 1).



I – глинисто-алевритовая пачка; II-пласт Вн-4; III-пласт Вн-5;
IV – базальная пачка (пласт Вн-6)

Рис. 1. Строение пласта Вн-4 по диаграммам естественной радиоактивности пород

Улучшению качества песчаников способствовала смена тектонического режима. На фоне медленного крупнопериодического погружения началось кратковременное малоамплитудное вздымание территории, которое привело к стабилизации береговой линии или к небольшому ее отступлению, что обеспечило более длительную обработку обломочного материала в условиях прибрежно-морского мелководья в пределах центральной отмели. В это время на регрессивной стадии развития бассейна начинает формироваться песчаник пласта Вн-4.

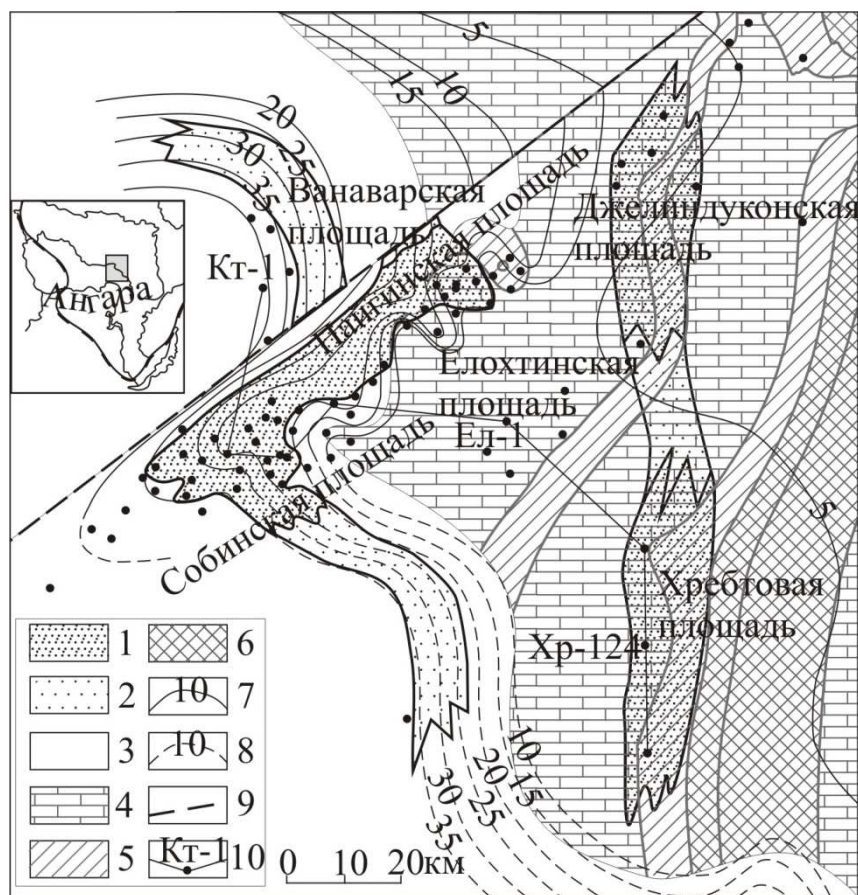
Обломочный материал аккумулировался преимущественно в зоне пляжа, образуя песчаные покровы. В их строении отчетливо выделяются участки, которые по комплексу ГИС, используя известные методики, можно интерпретировать как баровые тела [2]. Им соответствуют резкие отрицательные аномалии и низкая степень дифференциации кривых каротажа (МБК, АК, ГК), свидетельствующие о литологической однородности и сортировки слагающих их песчаных пород. В пределах этих участков песчаные тела увеличиваются в мощности от 5-6 м до 12-16 м. Как правило, кривые РК в верхней части песчаного пласта имеют минимальные значения, которые резко возрастают на перекрывающих отложениях (рис. 1). Нередко можно наблюдать картину, когда самые верхние 2–3 метра песчаников непосредственно в кровле характеризуются повышением значений РК и МБК, что свидетельствует о начале нисходящих движений, влияние которых в полной мере проявилось в

строении перекрывающей алевроито-глинистой пачки. Для подошвенной части более типичен плавный переход от подстилающих осадков, постепенное снижение значений радиоактивности. В данном случае это хорошо согласуется с регрессивной фазой образования отложений.

Комплекс проведенных исследований позволяет говорить о существовании двух зон развития баровых отложений на территории современной Катангской седловины. Одна зона проходит через Собинско-Пайгинский участок, вторая связывает Хребтовую и Желиндуконскую площади (рис. 2).

На примере современных баров доказано, что их формированию способствует ряд факторов, в числе которых особенности морфологии дна бассейна. Наиболее благоприятными считаются структурные формы являющиеся волноломами. Это места резких смен глубин по краям подводных террас, зоны перехода от пляжа к более погруженным участкам [3]. Сталкиваясь с препятствием, волна теряет часть энергии и влекомый ею песчаный материал осаждается на дно бассейна. Северный край центральной отмельной зоны, сформированный при участии древнего разлома мог служить волноломом. Материалы сейсморазведки и глубокого бурения указывают на наличие крупного нарушения, проходящего через Собинско-Тэтэрский выступ с юго-запада на северо-восток. По мнению исследователей, разлом был заложен в рифее, а возможно и раньше. [4]. Вскрытая глубокими скважинами часть Собинско-Пайгинского бара уверенно протягивается вдоль зоны разлома.

Хребтовое тело сформировалось таким же образом на следующем этапе кратковременного поднятия территории. Данных по этому объекту существенно меньше. Можно лишь предполагать, что бар формировался на отмельной террасе и его положение контролируется зоной развития подводных уступов, возвышенностей в рельефе морского дна. Закономерное развитие таких возвышенностей может быть связано со строением и характером залегания пород нижележащей рифейской толщи, на которую легли осадки ванаварской свиты.



1–2 – положение баровых тел: 1 – уверенное, 2 – предполагаемое; 3 – площадь распространения базальной пачки (пласт Вн-6); 4–6 – состав рифейских толщ: 4 – карбонатный, 5 – терригенный, 6 – терригенно-карбонатный; 7–8 – изопахиты объединенных отложений пластов Вн-5 и Вн-6: 7 – уверенные, 8 – предполагаемые; 9 – линия разлома; 10 – линия профиля

Рис. 2. Современное положение баровых систем пласта Вн-4 на территории Катангской седловины

По результатам сейсморазведочных работ известно, что рифейская толща залегает моноклинально под углом 20–25 градусов с наклоном в сторону НБА. Выходят породы на предвендскую поверхность с субмеридиональным простиранием, последовательно по возрасту от молодых на западе до самых древних на востоке территории. Отложения представлены чередованием преимущественно карбонатных разностей с терригенно-карбонатными и терригенными породами (рис. 2). Характер залегания и различная устойчивость к выветриванию рифейских отложений в период предвендского перерыва в осадконакоплении могли стать причиной формирования гряд (куэст) вдоль границ выхода терригенных и карбонатных пород. Учитывая, что мощность отложений, подстилающих пласт Вн-4, в зоне от Хребтовой до Джелиндуконской площадей составляет первые метры, можно утверждать, что морфология предвендской поверхности могла оказать влияние на особенности аккумуляции песчаного материала [5]. В этом случае баровое тело

протягивается с юга на север, согласно с простираем выходов рифейских пород.

Разработанная модель формирования отложений пласта Вн-4 позволяет объяснить неоднородность его строения и наметить участки распространения коллекторов высокого качества. Их закономерное развитие будет связано с существованием на территории современной Катангской седловины в отложениях ванаварской свиты баровых тел. Распространение баров подчиняется двум закономерностям: Собинско-Пайгинский бар контролируется положением внешней границы отмельной террасы, Хребтово-Джелиндуконский – направлением простираем на предвендской поверхности выходов рифейских пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Наливкин, Д.В. Учение о фациях / Д. В. Наливкин. – М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1956. – 534 с.
2. Муромцев, В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев. – Л.: «Недра», 1984. – 259 с.
3. Леонтьев, О.К. Геоморфология морских берегов и дна / О.К. Леонтьев. – М.: Изд-во Московского университета, 1955.–373 с.
4. Мигурский, А.В. Геодинамика формирования нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы/ А.В. Мигурский, Е.С. Носкова // Геология нефти и газа. – 2007. – № 4. – С. 13–18.
5. Буш, Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках / Д.А. Буш. – М.: Мир, 1977. – 189 с.

© Е.Н. Кузнецова, 2010

УДК 553.981/982(571.5)0.44

А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.С. Грекова, С.В. Ершов, М.В. Мишенин
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МЕТОДИКА ПЛАНИРОВАНИЯ ГРП НА УЧАСТКАХ НЕДР В ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО ПРОГИБА

На основе анализа геологического строения, нефтегазоносности, оценки ресурсов углеводородов на примере одного из участков, предлагаемых к лицензированию, рассмотрена методика планирования геологоразведочных работ в западной, наиболее перспективной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Выполнен геолого-экономический прогноз участка недр. Проведенные исследования показали, что участки недр в западных районах Енисей Хатангского бассейна являются экономически эффективными для освоения.

A.E. Kontorovich, E.V. Ponomareva, L.S. Grekova, S.V. Ershov, M.V. Mishenin
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

PLANNING TECHNIQUES FOR GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS IN WESTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA TROUGH

Based on analysis of geological structures, oil and gas, estimates of hydrocarbon resources in the example of one area proposed for licensing, the technique of planning exploration in the west, the most promising part of the Yenisei-Khatanga oil and gas field is presented. Geological and economic forecast subsoil was done. Studies have shown that the exploration areas in western Yenisei Khatanga basin are cost-effective to develop.

В рамках разработанной МПР России «Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России» возрастает интерес к Енисей-Хатангскому региону, поскольку он обладает значительным потенциалом расширения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности. В настоящее время на территории Енисей-Хатангской нефтегазоносной области в распределенном фонде недр находятся несколько участков, которые расположены в юго-западной части территории. Их площадь занимает порядка 5 % от территории НГО, а остальные 95 % относятся к нераспределенному фонду недр.

Цель работы: научное обоснование методики планирования ГРП на участках нераспределенного фонда недр на современном этапе геологической изученности региона (на примере одного участка в пределах западной части Енисей-Хатангского прогиба).

Юрско-меловой комплекс, в пределах района исследований, представлен отложениями всех ярусов юры и мела. В его разрезе выделяются восемь нефтегазоносных комплексов (НГК), из них в юрских отложениях выделено два комплекса: нижнеюрский и среднеюрский (верхнеюрские отложения представлены гольчихинской свитой), а в разрезе меловых (с берриаса по сенон включительно) – шесть: ачимовский, нижненеокомский, верхненеокомский, аптский, альб-сеноманский и турон-сенонский. Покрышками для НГК являются глинистые отложения лайдинской и гольчихинской свит юры, а также пеляткинская пачка, ниже-, верхнеяковлевские флюидоупоры, дорожковская и салпадаяхинская свиты мела. Каждый из юрско-меловых НГК состоит в свою очередь от одного до трех региональных резервуаров.

Основные перспективы в исследуемом районе связаны с меловыми резервуарами. Однако открытие залежей УВ в юрских резервуарах на Нижнехетской, Зимней и Хабейской площадях, а также многочисленные в них нефте- и газопрооявления позволяют считать эти резервуары весьма перспективными.

Разрез юрских отложений представляет собой чередование свит преимущественно глинистого и алевроито-песчаного состава.

Большая часть исследуемой территории расположена в депрессионной зоне прогиба, которая является наиболее перспективной в нефтеносном отношении. Глубины залегания проницаемого комплекса самого верхнего из юрских резервуаров (малышевского) составляют от -2 700 м на юге и -1 400 м на севере района, до -4 100 м в районе Центрально-Таймырского желоба. В пределах исследуемого участка они достигают -3 250—-3 800 м. С увеличением глубин коллекторские свойства юрских резервуаров ухудшаются, уменьшается в разрезе также доля эффективных коллекторов. В этой связи в пределах рассматриваемого участка из юрских региональных резервуаров основные перспективы связываются с малышевским и в меньшей степени с вымским резервуарами средней юры.

Меловой разрез исследуемой территории аналогичен разрезу прилегающих районов Западно-Сибирской геосинеклизы. Его отличительной особенностью также является клиноформное строение неокомских отложений, которое прослеживается на восток до р. Пясино. Кроме того, аналогично Западно-Сибирскому бассейну в Енисей-Хатангском строение клиноформного комплекса имеет ассиметричное строение. Клиноформы имеют преимущественно северное падение, а область встречных клиноформ, прижата к Таймыру, что свидетельствует, что основной объем обломочного материала поступал с Сибирской платформы.

Основная часть ресурсов УВ меловых отложений связана с ачимовским, нижненеокомским и апт-верхненеокомским НГК. Первый представляет собой серию линз омолаживающихся в пределах Енисей-Хатангского прогиба в северном направлении в сторону Таймыра. В рамках исследуемой территории возраст ачимовских пластов скользит от берриаса до низов готерива включительно. Характерной особенностью этого комплекса является

преимущественно литологический тип ловушек УВ. Это существенно повышает перспективы района исследования, поскольку в погруженной зоне Енисей-Хатангского прогиба отсутствуют крупные положительные структуры, а его борта имеют относительно крутое падение.

В составе нижненеокомского и апт-верхненеокомского НГК выделяются по три региональных резервуара. Для нижнего НГК характерен переход шельфовых пластов в отложения аккумулятивного склона. В результате проградации клиноформного комплекса в северном направлении, вверх по разрезу площадь резервуаров нижненеокомского НГК увеличивается. Резервуары апт-верхненеокомского НГК имеют распространение по всей исследуемой территории. Глубина залегания кровли его проницаемого комплекса на участке изменяется от -1 500 м до -1 650 м.

На основе анализа и обобщения всего имеющегося геолого-геофизического материала по всему осадочному разрезу и по результатам оценки ресурсов УВ специалистами ИНГГ СО РАН были выделены перспективные территории с наиболее высокими плотностями начальных геологических ресурсов нефти и газа по мезозойскому осадочному чехлу в целом, которые и предполагаются для лицензирования нераспределенного фонда недр с целью геологического изучения, поиска и добычи углеводородов. В первую очередь планируется выставлять на аукцион участки, наиболее приближенные к действующим нефте- и газопроводам и к районам с развитой инфраструктурой. Площадь участков рекомендуется не более 2000 км². Исходя из геологического строения и по аналогии с уже открытыми месторождениями на соседних участках, на территории исследования ожидается открытие мелких, средних и крупных по запасам месторождений нефти, газа и конденсата.

Для всех участков, предлагаемых к лицензированию, авторами были разработаны программы геологоразведочных работ (ГРР), рассчитанные по годам с момента выдачи лицензии. При планомерном проведении ГРР в западной части Енисей-Хатангского прогиба до 2030 г. можно получить прирост запасов нефти и конденсата порядка 250–300 млн. т и прирост запасов газа порядка 1 300–1 500 млрд. м³ газа (Конторович и др., 2009).

Участок недр расположен в Усть-Енисейском районе Красноярского края. Площадь участка составляет 1 500 км². К настоящему времени на участке пробурено четыре скважины. Объем бурения составил порядка 13 800 м (плотность бурения 8,9 м/км²). Сейсморазведочные работы 2Д в объеме 920 км (плотность 0,6 км/км²) сосредоточены в основном в южной части участка.

В тектоническом отношении участок находится на стыке Антипаютинско-Тадобеяхинской мегасинеклизы, осложненной Верхнепаетаяхинской впадиной (северо-западная часть участка) и Гыдано-Танамской мегаседловины (юго-восточная часть участка), в пределах которой находится Танамский структурный мегамыс с Пагодским куполовидным поднятием, которое в свою очередь осложняется Пагодским локальным поднятием.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования участок находится на крайнем западе Енисей-Хатангской НГО. На соседних площадях

установлена промышленная нефтегазоносность мелового комплекса. Потенциально продуктивным является юрский комплекс. В пределах участка в ранее пробуренных скважинах были получены притоки свободного газа до 76 тыс. м³/сут из пласта СД₃ суходудинской свиты и 60 тыс. м³/сут из пласта Мх-V малохетской свиты нижнего мела. Кроме этого, получен приток газа до 4 тыс. м³/сут с пленкой конденсата и хлопьями парафина из пласта Вм-I вымской свиты средней юры.

В первые пять лет после выдачи лицензии на участке недр планируется проведение комплекса мероприятий, состоящего из поисково-оценочных работ с переинтерпретацией уже имеющихся сейсмических материалов в объеме 920 км и проведением сейсморазведочных работ по 500 км во второй и третий годы для уточнения геологического строения участков. По результатам сейсморазведочных работ в третий – пятый годы планируется бурение трех поисковых скважин. В первую очередь буровые работы рекомендуется ориентировать на меловой комплекс, поскольку, более 70 % начальных суммарных ресурсов УВ участка (рис. 1) сосредоточены в меловом комплексе.

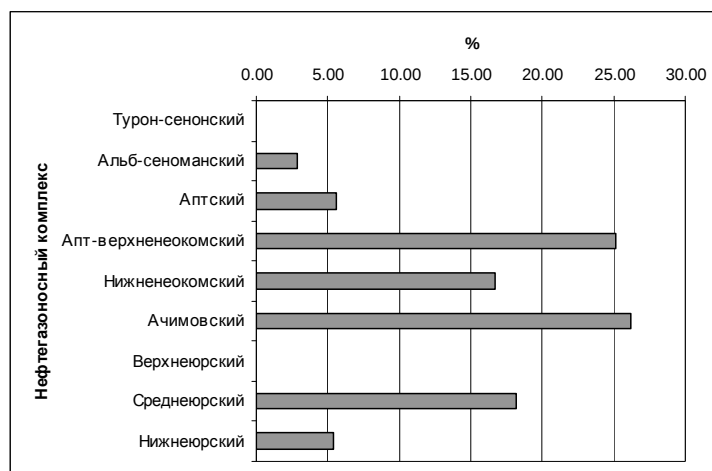


Рис. 1. Распределение начальных геологических ресурсов участка по нефтегазоносным комплексам

С забоем в меловом комплексе рекомендуется пробурить две поисковые скважины до глубины 3 620 м, что соответствует подошве ачимовских отложений, провести геофизические исследования и испытания скважин в меловых пластах. Одна поисковая скважина планируется для изучения всего продуктивного разреза с забоем в юрских отложениях на отметке 3 850 м. Предполагается вскрыть малышевскую свиту на глубину 70 м.

При проектировании геологоразведочных работ авторами предполагалось, что на участке в первую очередь будет проводиться поиск и разведка крупнейшего месторождения, а затем месторождения-сателлита. Прогноз крупнейшего на участке недр месторождения и его площади выполнен на основе статистических закономерностей установленных на участках смежных районов Западной Сибири. Согласно проведенным расчетам площадь газоносности предполагаемого крупнейшего месторождения на участке месторождения составит порядка 100 км², площадь нефтеносности – около 35

км², нефтегазовая зона – около 25 км². В случае открытия месторождения будут проведены разведка, опытно-промышленная эксплуатация и разработка месторождения. Разведочные работы на меловой комплекс в объеме одной-двух разведочных скважин в год до глубины 3620 м в первую очередь в нефтяной зоне месторождения. Одновременно с разведкой газовой части, планируется поисковые работы на открытие юрской залежи. Как показывают расчеты, эффективность бурения на разведочном этапе составит порядка 120–165 т/м нефти и конденсата и порядка 570–745 тыс. м³/м газа. В середине разведочного этапа на месторождении запланированы сейсморазведочные работы 3Д в объеме 100 км².

В проекте заложено, что на поисково-разведочном этапе будет выявлено и разведано 70 % от начальных ресурсов каждого открываемого месторождения. Оставшиеся 30 % будут доразведаны на эксплуатационном этапе.

Кроме данных о физических объемах геологоразведочных работ на участке недр, в программе, в соответствии с установленным порядком, указаны сроки предоставления материалов по крупнейшему месторождению и месторождению-сателлиту в ГКЗ для постановки месторождения на баланс, дата составления проекта разведки, повторного предоставления отчета в ГКЗ, составления проекта опытно-промышленной эксплуатации и технологической схемы разработки. Для каждого участка была также выполнена геолого-экономическая оценка эффективности освоения. При определении капитальных вложений на бурение одной скважины учитывались её тип и глубина.

Эксплуатационные расходы на добычу и подготовку нефти рассчитывались в соответствии с удельными затратами, полученными на основе анализа финансовой отчетности компаний, ведущих разработку месторождений со схожей геологической структурой.

Изменение ценовых параметров нефти для внутреннего рынка и экспорта было заложено с учетом перспектив развития мирового рынка нефти. При оценке экономических показателей был рассмотрен умеренный вариант цен, при котором к 2035 году стоимость 1 барреля нефти будет составлять 60 долларов.

Эффективность разработки участков оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики.

В ходе поисково-разведочных работ на крупнейшем месторождении и месторождении-сателлите предполагается бурение 36 скважин с суммарным объемом 130 000 м. Предполагаемая накопленная добыча в течение 20 лет с момента лицензирования составит нефти 6,1 млн. т, свободного газа – 28,9 млрд. м³. Срок окупаемости с учётом дисконтирования (с начала добычи) 4 года.

Таким образом, результаты моделирования геологоразведочных работ, оценки ресурсов нефти и газа и геолого-экономической оценки показали, что участки недр в западных районах Енисей-Хатангской НГО являются экономически эффективными для освоения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Ершов С.В. Состояние лицензирования недр западной части Енисей-Хатангского прогиба и прилегающих территорий и рекомендации проведения геологоразведочных работ на участках недр, предлагаемых к лицензированию. 11-ая Международная научно-практическая конференция по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов «Геомодель – 2009» (Россия, г. Геленджик, 7-10 сентября 2009 г.).

© А.Э. Конторович, Е.В. Пономарева, Л.С. Грекова, С.В. Ершов, М.В. Мишенин, 2010

УДК 551.24+553.98 (571.511)

*А.Э. Конторович¹, С.Ю. Беляев¹, Е.В. Борисов¹, Г.Ф. Букреева¹, С.В. Ершов¹,
А.В. Истомин¹, Р.В. Кабанов², А.А. Конторович², В.А. Конторович¹, В.О.
Красавчиков¹, М.В. Соловьев¹, М.А. Фомин¹*

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²ОАО «РН-КрасноярскНИПИнефть», Красноярск

НОВЫЕ СТРУКТУРНЫЕ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ ПО ОПОРНЫМ УРОВНЯМ МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКОГО ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

В работе представлены структурные и тектонические построения по опорным уровням мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба. В результате переинтерпретации всех имеющихся сейсмических данных и их увязки с данными глубокого бурения были построены структурные карты по подошве терригенного мезозойско-кайнозойского, по кровлям терригенного триас-юрского, берриас-нижнеаптского и апт-альб-сеноманского комплексов, соответствующие масштабу 1 : 750 000. На их основе были созданы карты толщин комплексов, заключенных между этими поверхностями комплексов. Кровля триас-юрского комплекса была выбрана в качестве объекта для проведения тектонического районирования, так как этот уровень наиболее полно отражает принципиальные черты строения всего мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса.

Анализ построенных структурных и тектонической карт показал, что принципиальные черты тектонического строения территории исследования сохраняются на всех рассмотренных уровнях. Однако между ними существует ряд отличий, обусловленных тектоническими процессами в истории формирования осадочного чехла и в значительной степени определяющих нефтегазоносность.

*A.E. Kontorovich¹, S.Yu. Belyaev¹, E.V. Borisov¹, G.F. Bukreeva¹, S.V. Ershov¹, A.V. Istomin¹, R.V. Kabanov², A.A. Kontorovich², V.A. Kontorovich¹, V.O. Krasavchikov¹,
M.V. Solovev¹, M.A. Fomin¹.*

¹Trofimuk Institute of the Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptyug av. 3, 630090, Novosibirsk, Russian Federation

²«RN-KrasnoyarskNIPIneft» Ltd, Krasnoyarsk

NEW STRUCTURAL AND TECTONIC SCHEMES OF THE MESOZOIC-
CENOZOIC SEDIMENTARY COVERING REFERENCE LEVELS OF THE
EASTERN PART OF THE YENISSEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

The structural and tectonic schemes on reference levels of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary complex of eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough are presented. As a result of re-interpretation of all available seismic data and its coordination with the well data the structural map on the scale 1:750 000 of the Mesozoic-Cenozoic terrigenous complex bottom, of the Triassic-Jurassic terrigenous complex top, of the Berriasian-Lower Aptian complex top and of the Aptian-Albian-Senomanian complex top were constructed. Based on these schemes the maps of thickness of these complexes were created. The top of the Triassic-Jurassic complex was chosen as an object for tectonic zoning because this level most completely highlights the principle features of the all Mesozoic-Cenozoic sedimentary complex structure.

Analysis of the made structural and tectonic maps indicates that the principle features of the tectonic construction of the research area are remained on the all considered levels. However, there are some differences between them due to tectonic processes in the history of sedimentary covering forming and largely influencing on the presence of oil-and-gas.

Енисей-Хатангский региональный прогиб расположен на севере Сибирской платформы. В тектоническом отношении он, с одной стороны, отделяет Сибирскую платформу от Таймырской покровно-складчатой области, а с другой – является составной частью зоны мезозойско-кайнозойских депрессий, начинающейся на западе Западно-Сибирской геосинеклизой и протягивающейся через Енисей-Хатангский региональный прогиб в Предверхоанский прогиб и Вилуйскую гемисинеклизу.

Структурными и тектоническими построениями по различным уровням мезозойско-кайнозойского комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба занимались многие исследователи (М.К. Калинин, М.Х. Сапир, Д.Б. Тальвирский и др.).

В результате переинтерпретации всех имеющихся сейсмических данных и их увязки с данными глубокого бурения в ИНГГ СО РАН и ОАО «РН-КрасноярскНИПИнефть» были построены структурные карты восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по подошве терригенного мезозойско-кайнозойского, по кровлям терригенного триас-юрского, берриас-нижнеаптского и апт-альб-сеноманского комплексов, соответствующие масштабу 1 : 750 000. Это позволило создать карты толщин комплексов, заключенных между опорными поверхностями.

Анализ карт показал, что принципиально структурный план разных горизонтов осадочного чехла на территории исследования сходен, наиболее хорошо эти принципиальные черты отражаются в кровле юрского комплекса. Этот уровень был выбран для построения тектонической карты. Однако в деталях структурные карты по разным горизонтам отличаются.

Енисей-Хатангский региональный прогиб оконтуривается по линии выклинивания мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Структурная карта по подошве терригенного мезозойско-кайнозойского комплекса построена по

нижней границе мегакомплекса, слагающего этот чехол. Внутри прогиба этот комплекс отсутствует в пределах так называемых «щитов» – выходов (выступов) на поверхность палеозойских или пермо-триасовых вулканогенных пород (эффузивно-лавовая толща). Крупные выступы сосредоточены в северо-восточной части территории исследования, а несколько более мелких – тоже на востоке территории, в сводах мелких положительных структур, осложняющих Тигяно-Сопочный наклонный мегавал. Рельеф подошвы терригенного мезозойско-кайнозойского комплекса принципиально подобен кровле терригенного триас-юрского комплекса. Они различаются в деталях, глубинах залегания поверхностей и контрастности структур.

Юрские и триасовые терригенные отложения распространены на большей части территории исследования. Они отсутствуют только в широкой полосе вдоль северной границы Енисей-Хатангского регионального прогиба, в узких локальных зонах вдоль южной его границы и на разного размера выступах на поверхность более древних образований на северо-востоке территории исследования. На поверхность, перекрываясь только маломощными четвертичными отложениями, триас-юрский комплекс выходит в сводовых частях положительных структур на востоке Енисей-Хатангского прогиба и на территории крупной Рассохинской структуры в его центральной части. Здесь абсолютные отметки залегания кровли терригенного триас-юрского комплекса колеблются около нуля и соответствуют подошве четвертичных отложений, так как они не превышают нескольких десятков метров, то условно приняты за нулевые.

Берриас-нижнеаптские отложения в целом шире, чем терригенные триас-юрские, распространены на территории исследования. Этот комплекс отсутствует только в узких зонах вдоль северной и южной границ Енисей-Хатангского регионального прогиба и в центральной части Рассохинского наклонного мегавала, на Волочанском мезовале. В сводовой части Балахнинского мезовала на небольшой площади берриас-нижнеаптские породы также отсутствуют. На поверхность этот комплекс выходит на северной и южной периферии Енисей-Хатангского регионального прогиба. Эти зоны выхода расширяются в восточном направлении и имеют максимальную ширину на северо-востоке и юго-востоке территории исследования. В восточной части планшета берриас-нижнеаптские отложения выходят на поверхность в центральных частях положительных структур, а в их сводовых частях нередко отсутствуют. Узкая зона выхода этих образований на поверхность окружает с севера и запада область отсутствия берриас-нижнеаптского комплекса в центральной части Волочанского мезовала.

Область распространения апт-альб-сеноманского комплекса на территории исследования в целом меньше, чем берриас-нижнеаптского. Это, в первую очередь, касается восточной части территории, где этот комплекс распространен только в центральной части Енисей-Хатангского прогиба, а в северной и южной его частях отсутствует на обширных площадях. Западнее в северной прибортовой части Енисей-Хатангского регионального прогиба апт-

альб-сеноманские отложения распространены всегда шире, чем терригенные триас-юрские и местами шире, чем берриас-нижнеаптские, в этом случае они залегают непосредственно на комплексе основания мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В южной периферической части регионального прогиба апт-альб-сеноманский комплекс почти всегда распространен менее широко, чем нижележащие берриас-нижнеаптский и триас-юрский. Отсутствует комплекс на Волочанском мезовале Рассохинского наклонного мегавала. Выходы апт-альб-сеноманского комплекса на поверхность (под четвертичные образования) занимают обширные площади на востоке территории исследования, широкую и узкую зоны соответственно в северной и южной периферических частях Енисей-Хатангского регионального прогиба. Выходят на поверхность апт-альб-сеноманские отложения и в узкой полосе на склонах Волочанского мезовала. Таким образом, верхнемеловыми осадками описываемый комплекс перекрывается только в центральных областях западной части территории исследования.

Для характеристики глубин залегания представленных уровней рассмотрим крупные тектонические элементы – Боганидско-Жданихинский и Центрально-Таймырский наклонные желоба.

В подошве терригенного мезозойско-кайнозойского комплекса Боганидско-Жданихинский наклонный желоб оконтуривается на абсолютных глубинах от 3 500 до 4 700 м и имеет общую амплитуду более 5 400 м. В кровле *триас-юрского терригенного комплекса* депрессия выделяется на отметках от минус 2 500 до минус 900 м при амплитуде более 4 000 м. В кровле *берриас-нижнеаптского комплекса* структура ограничена на глубине около 600 м, ее амплитуда составляет 1 650 м. В кровле *апт-альб-сеноманского комплекса* Боганидско-Жданихинский наклонный желоб оконтуривается на абсолютной глубине минус 200 и имеет амплитуду 900 м.

В подошве терригенного мезозойско-кайнозойского комплекса Центрально-Таймырский наклонный желоб, оконтуривается на глубине 5 200 м, а его амплитуда составляет 1 450 м. В кровле *триас-юрского терригенного комплекса* структура наращивается на востоке Туровским наклонным мегапрогибом. В пределах этих депрессий с запада на восток абсолютные отметки кровли терригенного триас-юрского комплекса регионально увеличиваются от минус 3 000–3 400 м до минус 1 700 м. Перепад глубин залегания превышает 1 500 м. В кровле *берриас-нижнеаптского комплекса* депрессия оконтуривается по изолинии минус 1 450 м, а на востоке наращивается наклонным мегапрогибом, на восточной границе которого абсолютные отметки кровли берриас-нижнеаптского комплекса составляют около минус 600 м. Суммарная амплитуда структуры, как и для Боганидско-Жданихинского наклонного желоба, равна 1 650 м. В кровле *апт-альб-сеноманского комплекса* Центрально-Таймырский наклонный желоб выделяется по изолинии минус 500 м и надстраивается на востоке наклонной отрицательной структурой, в которой кровля апт-альб-сеноманского комплекса в восточном направлении постепенно выходит на нулевые отметки. Суммарная амплитуда депрессии превышает 800 м.

При тектоническом районировании применялась разработанная в ИНГГ СО РАН классификация тектонических элементов молодых платформенных областей [Конторович и др., 2001; Конторович и др., 2004]. На тектонической карте в восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (рис. 1) выделяется надпорядковая депрессия – Енисей-Хатангский наклонный мегажелоб, осложненный двумя отрицательными структурами 0 порядка – Центрально-Таймырским и Боганидско-Жданихинским наклонными желобами, в пределах которых в свою очередь расположены Туровский наклонный мезопрогиб, Кугасалахский мезопрогиб, Матудская и Хетская мезовпадины, а также ряд более мелких депрессий. В центральной части мегажелоба располагается полузамкнутая положительная структура 0 порядка – Балахнинско-Рассохинская наклонная гряда. Гряда осложнена крупными положительными структурами I и II порядков – Балахнинским, Владимировским, Волочанским и Рассохинским наклонными мегавалами и мезовалами. В пределах Енисей-Хатангского наклонного мегажелоба находятся три седловины, одна из которых, Внутренняя, разделяет Балахнинский наклонный мезовал и Рассохинский наклонный мегавал.

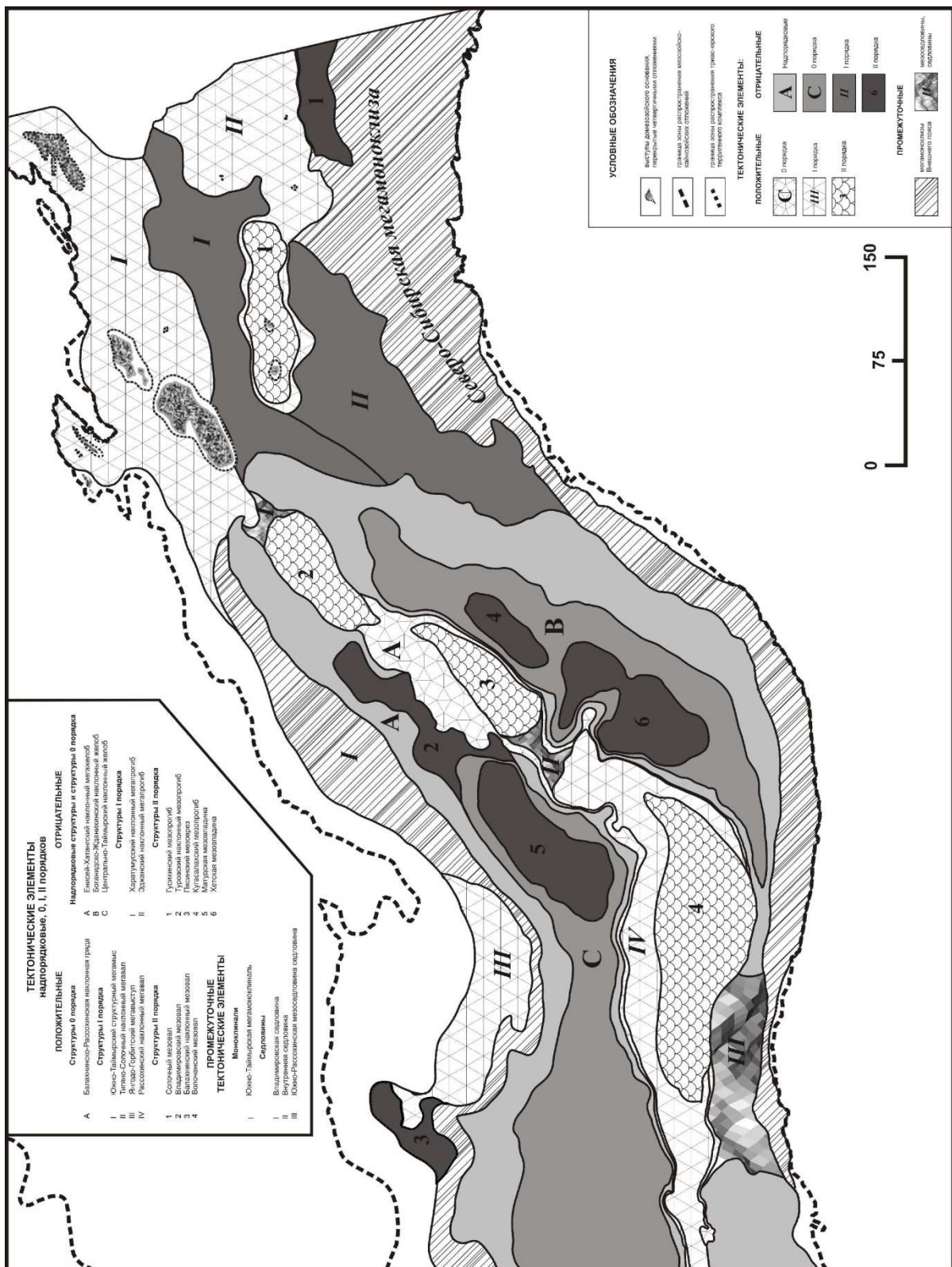


Рис. 1 Тектоническая карта триас-юрского структурного яруса восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба

являются продолжением Енисей-Хатангского наклонного мегажелоба (рис. 1). Крайняя восточная часть регионального прогиба приподнята, здесь располагаются Южно-Таймырский структурный мегамыс и Тигяно-Сопочный наклонный мегавал, который осложнен Сопочным мезовалом. Кроме того, в пределах этих крупных структур выделен ряд более мелких тектонических элементов.

Таким образом, обобщение и анализ всей, имеющейся в настоящее время геолого-геофизической информации, позволило существенно уточнить современное строение мезозойско-кайнозойского комплекса в восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. – Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11.–12. – С. 1832–1845.
2. Критерии классификации платформенных структур // Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 1. – С. 47–59.

© А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, Е.В. Борисов, Г.Ф. Букреева, С.В. Еришов,
А.В. Истомин, Р.В. Кабанов, А.А. Конторович, В.А. Конторович, В.О.
Красавчиков, М.В. Соболев, М.А. Фомин, 2010

УДК 553.78:551.72:551.732.2

Л.Н. Константинова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПАЛЕОСТРУКТУРНЫЕ КРИТЕРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНДА БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

По данным бурения скважин проведено литологическое районирование региональных горизонтов терригенного венда (непского, тирского, нижней части даниловского) и выделены зоны с разным соотношением песчаной составляющей в разрезах скважин. Проведенный палеоструктурный анализ позволил выявить наиболее благоприятные участки для накопления песчаного материала. В результате этих исследований уточнены границы распространения песчаных коллекторов на территориях с низкой плотностью бурения.

L.N. Konstantinova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG)

Acad. Koptuyug av. 3, 630090, Novosibirsk, Russian Federation

PALEOSTRUCTURAL CRITERIA OF FORMATION TERRIGENOUS OF RESERVOIRS VENDIAN BAIKIT ANTICLISE

According to drilling wells data lithological-facies division of studied territory and zones with a different parity of a sandy component in cuts Nepa, Tira and bottom part Danilovo regional horizons are allocated. Paleostuctural analysis allowed reveal optimum sites for accumulation of a sandy material. As a result of these researches borders of distribution of sandy reservoirs in territories with low density of drilling are specified.

Литолого-фациальное и палеогеографическое изучение являются важной составляющей по выявлению закономерностей строения и нефтегазоносности докембрийских комплексов Сибирской платформы. Литолого-фациальное районирование и палеогеографические реконструкции Байкитского осадочного бассейна ранее были выполнены Н.В. Мельниковым, Л.С. Черновой, О.В. Гутиной и рядом других исследователей [1–3]. Освоение изучаемой территории нефтегазопроисковым бурением, а также применение методов сейсмогеологического моделирования, позволили выделить области древней суши, прибрежных отмелей, временных водотоков, мелководно-морских водоемов. В результате детальной корреляции разрезов скважин прослежено изменение толщин свит, пачек, пластов, а также изменение их литологического состава, выделены области, характеризующиеся сходным типом разреза венда [3]. Анализ изменения толщин свит показал существование в ранневендское время различного ранга перерывов в осадконакоплении. В раннем венде в связи

с воздыманием центральной части свода, происходил размыв ранее накопленных осадков. К центральной части Камовского свода толщины пачек постепенно сокращаются, до полного выклинивания, преимущественно, верхних пачек оскобинской и ванаварской свит. С учетом этих изменений восстановлен палеорельеф на момент формирования непского, тирского и нижнеданиловского горизонтов. Для палеоструктурных реконструкций базисным горизонтом можно считать кровлю катангской свиты, так как ванаварская, оскобинская свиты и их аналоги заполнили отрицательные формы рельефа бассейна седиментации и постепенно выравнивали его, то есть к концу катангского времени произошел спад тектонической активности и вся территория, включая сушу тирского времени стала областью карбонатного осадконакопления [2].

Целью настоящей работы является прогноз зон развития терригенных коллекторов в непском, тирском и в нижней части даниловского региональных горизонтов венда на основе литологического и палеоструктурного анализа данных бурения скважин.

В пределах изучаемой территории непский региональный горизонт имеет терригенное строение и представлен ванаварской и алешинской свитами, тирский горизонт представлен терригенно-сульфатно-карбонатными породами оскобинской свиты и преимущественно терригенными чистяковской свиты, нижнеданиловский горизонт в разных фациальных зонах Байкитской нефтегазоносной области имеет разное строение. Наиболее полный разрез нижнеданиловского горизонта представлен (снизу вверх) терригенной мошаконской и карбонатной катангской свитами [3]. Мошаконская свита распространена в южной части Байкитской антеклизы. Катангская свита имеет повсеместное распространение на изучаемой территории и только в Тохомо-Оленчиминской литолого-фациальной зоне она полностью замещается на терригенную тохомскую свиту (рис. 1)

Основными палеогеоморфологическими элементами предвендского рельефа являлись долины с эрозионными врезами вдоль линии выклинивания ванаварской свиты, зоны склоновых участков Камовского свода, предгорные впадины вдоль Енисейского кряжа, юго-восточная часть изучаемой территории представляла собой северо-западный склон палеосинеклизы.

Вблизи денудационной равнины центральной части Камовского свода, на гипсометрически более низкой ступени, где преобладали эрозионно-аккумулятивные палеогеоморфологические обстановки (речные долины, дельты, временные водотоки, конусы выноса), соотношение песчаного и глинисто-алевритового материала составляет, соответственно, 50–75 % и 25–50 %. Периодическая смена циклов седиментации, существование в течение длительного времени перерывов в осадконакоплении обуславливали разное соотношение и распределение литологического состава пород.

В целом западная окраина Байкитского осадочного бассейна в вендское время представляла собой периферию форландового бассейна Сибирской платформы и накопление здесь осадков в непское и тирское время происходило, преимущественно, в «аллювиально-дельтовых обстановках» [4]. Для этого

периода наиболее крупные морские трансгрессии происходили в начале и конце тирского времени и распространялись до южной и западной окраин изучаемой территории.

Отличительной особенностью последующего раннеданиловского этапа седиментации является неравномерность распределения терригенного и карбонатного материала как по площади так и в разрезах скважин, что в свою очередь связано с неравномерным поступлением терригенного материала с горных сооружений, обрамляющих с запада Байкитский бассейн. Поэтому следует разделить раннеданиловское время на два этапа более ранний мошакровский (терригенный) и более поздний – катангский (карбонатный).

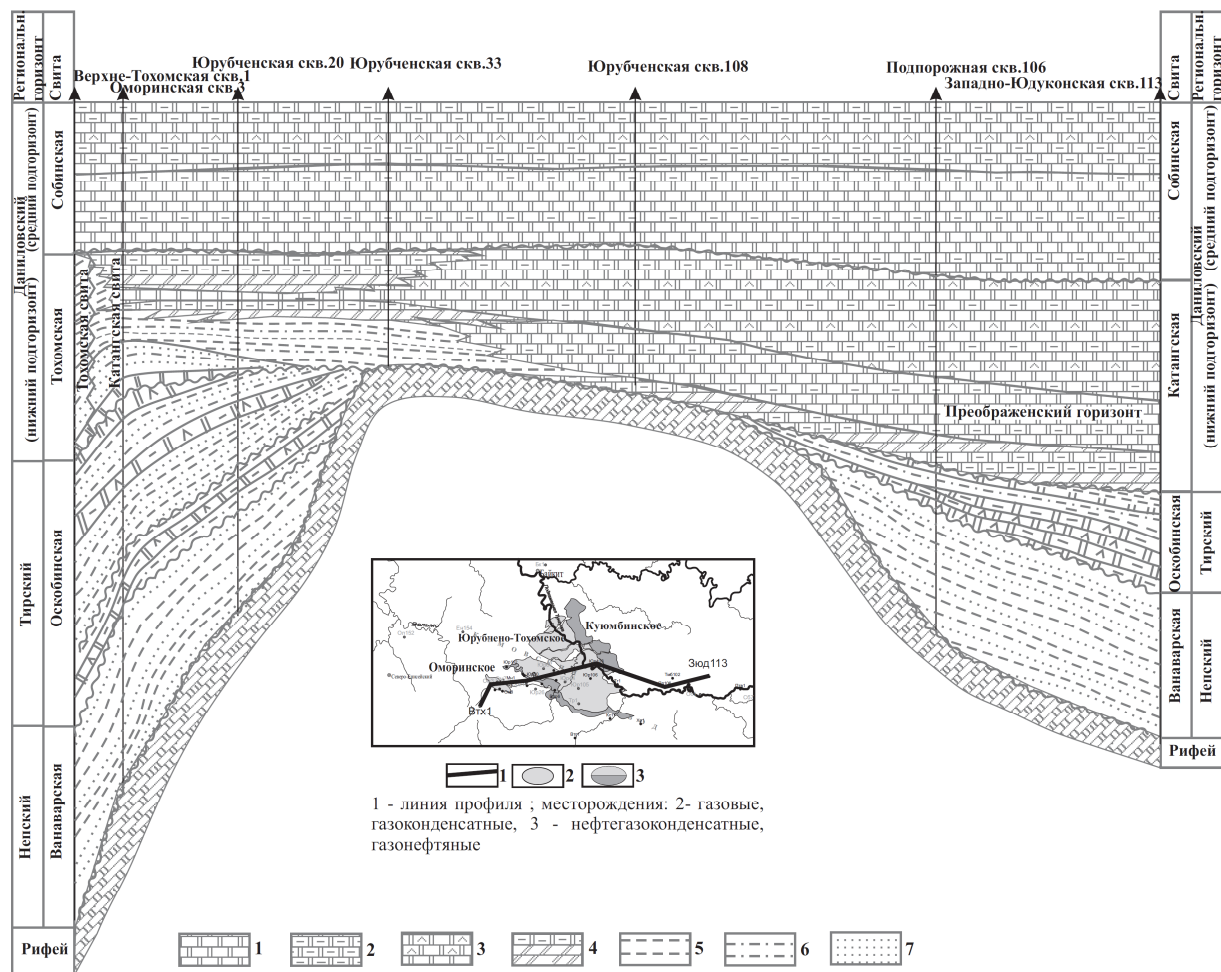


Рис. 1 Палеогеологический разрез центральной части Байкитской антеклизы по линии скв. Верхне-Тохомская 1-Западно-Юдуконская 113 на начало формирования тэтэрской свиты (поздний венд-ранний кембрий):

1 – доломит, 2 – глинистый доломит, 3 – ангидритовый доломит, 4 – мергель, 5 – аргиллит, 6 – алевролит, 7 – песчаник

В мошаковское время в область терригенного осадконакопления была вовлечена только южная часть изучаемой территории.

В последующее катангское время, в результате резкой трансгрессии с северо-востока областью карбонатного осадконакопления становится почти вся территория Байкитской антеклизы, за исключением западной окраины (Тохомо-Оленчиминской фациальной зоны), где на протяжении всего катангского

времени накапливались терригенные породы (тохомская свита [3]) с содержанием песчаников до 50 % (рис. 1). В область морского осадконакопления вовлечены суша северной части Байкитской антеклизы и аллювиально-дельтовая равнина на юго-западе изучаемой территории. На остальной территории располагалось мелководное море с затрудненным водообменом и накапливались глинисто-доломитовые илы. В отдельных впадинах, преимущественно, на юге, накапливались сульфаты и каменные соли.

Сравнение современного структурного плана и палеорельефа эрозионной поверхности рифея центральной части Байкитской антеклизы показывает их хорошее соответствие, т. е. Камовский свод в поствендское время не претерпел серьезных тектонических перестроек, хотя контрастность отдельных осложняющих его структур возросла. На юге же изучаемой территории происходили существенные изменения структурного плана. Периоды тектонического растяжения в раннем венде проявляли себя как начальные этапы крупных циклов седиментации и связаны с формированием различных рифтогенных структур, в частности на территории Иркиннеево-Чадобецкого авлакогена. В последующие периоды в условиях сжатия резко усложняется структурный план верхних горизонтов осадочного чехла за счет контрастных линейных структур (Ангарская зона складок). Периоды тектонических активизаций как в условиях сжатия, так и растяжения стимулировали интенсивное проявление дизъюнктивной тектоники, формирование ловушек УВ.

Палеоструктурные реконструкции и литологическое районирование позволили выделить зоны с преимущественным содержанием песчаников в свитах нижнего венда. Данные исследования позволили уточнить на территориях с низкой плотностью бурения границы распространения песчаных коллекторов в соответствии с палеоструктурным планом на момент их формирования. Для непского регионального горизонта площадь развития терригенных коллекторов в западной и восточной частях нефтегазоносной области будет расширяться в северном направлении, в соответствии с более точным расположением границы выклинивания ванаварской свиты. На юге наиболее перспективной будет зона восточнее Агалеевской площади бурения. Для тирского регионального горизонта наиболее перспективной будет зона, протягивающаяся вдоль западной и южной границ нефтегазоносной области в соответствии с более близким расположением к источнику сноса – горным сооружениям вдоль западной границы Байкитского бассейна седиментации. Наиболее благоприятные условия формирования песчаных коллекторов в нижнеданиловском региональном горизонте связаны с зоной распространения мошаконской свиты и опесчанивания разрезов нижней части катангской свиты.

Полученные данные позволяют уточнить оценку перспектив нефтегазоносности терригенных коллекторов венда, а также выявить перспективные зоны для дальнейшего поиска залежей углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Ефимов А.О. Палеогеография венда Сибирской платформы // Палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. – С. –10.
2. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Сурков В.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 6. Байкитский район. – Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. – 54 с.
3. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, «Гео», 2005. – 428 с.
4. Советов Ю.К. Осадочные бассейны позднего неопротерозоя юго-запада Сибирской платформы: тектонические, климатические и эвстатические факторы образования и эволюции // Геодинамическая эволюция литосферы Центрально-Азиатского подвижного пояса (от океана к континенту): Материалы научного совещания по Программе фундаментальных исследований (г. Иркутск, 19-22 октября 2004 г.). – Иркутск: Ин-т географии СО РАН 2004. – Т. 2. – С. 103–106.

© Л.Н. Константинова, 2010

УДК 553.78:551.72:551.732.2(551.51)

Л.Н. Константинова, С.А. Моисеев, М.И. Романов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ УЧАСТКОВ УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННОГО ВЕНДА В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА

Проведенные исследования показали, что наиболее важным критерием при прогнозе коллекторов в терригенном венде является анализ их толщин и песчанистости. По установленным зависимостям изменения этих двух параметров с учетом определения фильтрационно-емкостных свойств пород, выделены зоны распределения качества коллекторов в непском, тирском и нижнеданиловском региональных горизонтах венда в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Енисейского кряжа.

L.N. Konstantinova, S.A. Moiseev, M.I. Romanov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptug av. 3, 630090, Novosibirsk, Russian Federation

DISTRIBUTION OF VENDIAN SANDY COLLECTORS IN THE ZONE OF THE JOINT BAIKIT ANTECLISE AND THE YENISEI RANGE

The researches have shown that the most important criterion for the forecast of collectors of the Vendian terrigenous complex is the analysis of thickness and coefficient of sandy. On the established dependences of change of these two parameters taking into account definition of filtration and capacity properties of breeds, zones of distribution of quality of collectors in Nepa, Tira and Danilovo regional Vendian horizons in a zone of a joint Baikite Antecline and the Yenisei range are allocated.

Исследуемая территория расположена на юго-западной окраине Сибирской платформы, в тектоническом плане приурочена западному склону Байкитской антеклизы, по структурно-фациальному районированию входит в район Енисейского кряжа [1], и включает Оленчиминскую, Енгидинскую, Оморинскую, Верхнее-Тохомскую площади бурения. На данной территории в терригенном комплексе венда открыто Оморинское газоконденсатное месторождение. Основными ловушками углеводородов являются литологические, приуроченные к моноклиальному склону Камовского свода. Прогноз песчаных коллекторов связан с изучением палеогеологических обстановок седиментации, а также с выявлением зависимых связей между характеристиками продуктивных горизонтов по данным бурения скважин и

параметрами карт построенным по результатам обработки сейсмических разрезов ОГТ.

Целью данных исследований является оценка качества резервуаров вендского терригенного комплекса в западной части Байkitской нефтегазоносной области.

Фактическим материалом для исследований являлись комплекс данных каротажа (ГК, НГК, АК, КВ, МБК), описание керна скважин, результаты интерпретации сейсмических данных, определения фильтрационно-емкостных свойств пород.

В работе применялись методики литолого-стратиграфической корреляции разрезов скважин по керну и каротажу, статистической обработки геолого-геофизических и петрофизических данных, выделения пород-коллекторов в разрезах скважин по аналитическим, петрофизическим данным и интерпретации ГИС, выявления зависимостей между геологическими и сейсмическими данными.

В палеогеографическом плане изучаемая территория находилась в вендское время между двумя основными источниками сноса – внешним орогеном на западе (район Енисейского кряжа) и внутренним (останцы кристаллического фундамента в центральной части Камовского свода), которые соответственно в вендское время представляли собой сушу. Незначительное превышение внутренних источников сноса над уровнем моря, откуда терригенный материал поставлялся временными водотоками по выветрелым зонам карбонатной суши рифея, обусловили распределение песчаников по периферии Камовского палеоподнятия в фациях дельт и конусов выноса. На изучаемой территории это подтверждено результатами бурения скважин в юго-западной части Юрубченского месторождения, где доказано существование древних палеodelьт [1], а также западнее Енгидинской площади предполагается развитие дельтовых песчаников, в непосредственной близости от выходов кристаллических пород фундамента на предвендскую поверхность. На Оленчиминской, Тохомской и Оморинской площадях в вендское время работал внешний западный источник сноса, это показано в работах Гутиной (2001), Бабинцева (2005), Советова (2004) и др. По изучению керна скважин и микроскопическим литологическим исследованиям показано существенное отличие состава терригенных пород и предложено выделение новых свит и фациальных районов.

В западной части Байkitской НГО в вендском нефтегазоносном комплексе выделено три резервуара: непский, тирский и нижнеданиловский. Непский резервуар представлен ванаварской свитой с продуктивными горизонтами V_{10} (пласт Вн-II) и V_{13} (пласт Вн-IV), тирский – оморинской свитой (стратиграфический аналог оскобинской свиты) с горизонтом V_3 (пласты Б-VIII, Б-VIII¹), нижнеданиловский – катангской свитой с горизонтом V_1 (пласт Б-VII) (рис.1) [1].

Прогноз качества терригенных резервуаров венда оценивался по удельной емкости коллектора [2], равной произведению эффективной толщины на коэффициент открытой пористости. Зависимость суммы общих толщин нефтегазоносных пластов непского регионального горизонта и

средневзвешенного коэффициента пористости показала, что малые толщины горизонтов характеризуются небольшим коэффициентом пористости. При увеличении толщины пористость достигает 15-16 %, а при толщине более 25 м начинает уменьшаться, вследствие уплотнения пород и увеличении общей глинистости разреза.

На основе подсчета толщин песчаников по показаниям гамма-каротажа с учетом описаний керна были построены карты песчанистости горизонтов. С учетом установленных границ выклинивания нефтегазоносных горизонтов, закономерностей распределения толщин и песчанистости горизонтов, интерпретации материалов ГИС, использования лабораторных и аналитических данных были также построены карты эффективных толщин проницаемых горизонтов.

На рис. 1: 1 – песчаник мелко-среднезернистый, 2 – алевролит, 3 – аргиллит, 4 – мергель доломитовый (домерит), 5 – доломит глинистый, 6 – известняки строматолитовые, 7 – известняк, 8 – доломит, 9 – доломит ангидритовый, 10 – доломито-ангидрит, 11 – ангидрит, 12 – соль (галит), 13 – долерит, 14 – переслаивание песчаника, алевролита, 15 – переслаивание песчаника, аргиллита, 16 – переслаивание алевролита, аргиллита, 17 – переслаивание доломита глинистого и аргиллита, 18 – известняки с прослоями доломитов, 19 – перерывы в осадконакоплении, 20 – фациальный переход на схеме корреляции, 21 – продуктивные горизонты.

В непском резервуаре в западной части исследуемой территории выделено четыре перспективных зоны. Первая зона со средним качеством резервуаров фиксируется в районе скважины Вэдрешевская 6 с литологическим типом ловушки, высокопроницаемым коллектором емкостью $0.5\text{--}0.7 \text{ м}^3/\text{м}^2$ и средним качеством нижнетирского флюидоупора. Продуктивность резервуара доказана получением из него газа дебитом 118.3 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ Зона приуроченная к Енгидинской площади характеризуется пористостью коллекторов до 16 %, а зона приуроченная к Оморинской площади, пористостью до 10 %. В обеих зонах прогнозируется развитие резервуаров высокого и среднего качества с ловушками моноклинального типа и литологическим и тектоническим контролем залежей. Четвертая зона, как отмечалось выше, не изучена глубоким бурением. Ближайшей скважиной, вскрывшей терригенные отложения венда, является Верхнетайгинская 1, из которой притоков не получено. В этой зоне прогнозируется развитие резервуара среднего качества со слабопроницаемым коллектором удельной емкостью $0.5\text{--}1.5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ и флюидоупором среднего качества. По современному структурному плану в этой зоне выделяется три локальные структуры, которые могут быть ловушками УВ с литологическим и тектоническим экранированием залежей.

В тирском резервуаре прогноз перспективных зон, в первую очередь, связан с территориями распространения песчаных коллекторов. Качество резервуаров пониженное, емкостью до $0.5 \text{ м}^3/\text{м}^2$, вследствие небольших эффективных толщин проницаемых горизонтов. Первая зона прогнозируется на западном склоне Камовского свода в виде полосы юго-восточного простирания. Для нее характерно мозаичное распределение коллекторов, флюидоупоров среднего и низкого качества и ловушек моноклиального типа с литологическим экранированием залежей. Продуктивность резервуара подтверждена испытаниями скважин на Юрубченском и Оморинском месторождениях, где значительные притоки газа получены в скважинах Юр-18, 29, 54 и Ом-2 (максимальный дебит в Юр-29 составил 246.3 тыс $\text{м}^3/\text{сут}$). В других скважинах получены притоки воды и незначительные притоки газа. На Енгидинской площади при испытании в тирском резервуаре получена вода дебитом 172.8 $\text{м}^3/\text{сут}$ и южнее прогнозируется структура, которая возможно заполнена углеводородами.

В нижнеданиловском резервуаре на западном склоне Камовского свода проницаемые горизонты нижнеданиловского резервуара являются основными продуктивными горизонтами Оморинского месторождения. Притоки газа получены в скважинах Оморинских 1, 2, 5, 8. Моноклиальный склон Байкитской антеклизы обуславливает развитие ловушек с литологическим экранированием залежей. По направлению к Енисейскому краю качество резервуаров ухудшается вследствие низкого качества флюидоупоров и емкости проницаемых горизонтов менее $0.5 \text{ м}^3/\text{м}^2$.

В результате комплексного анализа и изучения зависимостей геологических, геофизических, сейсмических и петрофизических данных стало возможным определение основных критериев прогноза качества резервуаров, выделение в них проницаемых горизонтов и флюидоупоров и распределение фильтрационно-емкостных свойств в терригенном комплексе венда Байкитской НГО. Подход в комплексной интерпретации геологических и геофизических данных, подсчета песчанистости по показаниям гамма каротажа и применения методов статистических зависимостей позволяет на более качественном уровне выполнить прогноз зон развития качества резервуаров и оценить перспективы нефтегазоносности, в том числе и на территориях неизученных бурением.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, «Гео», 2005. – 428 с.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. – 467 с.

УДК 550.832.7, 532.546

В.А. Киндюк, М.Н. Глущенко, А.Ю. Соболев, И.Н. Ельцов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ИДЕНТИФИКАЦИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФИЛЬТРАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

При стандартной методике нефтенасыщенность определяется с учетом критических сопротивлений пласта, однако в случае низкоомных коллекторов этот подход не работает. В работе проведено фильтрационное моделирование низкоомных коллекторов с различной нефтенасыщенностью. По полученным профилям УЭС определены признаки нефтенасыщения коллекторов, которые состоят в наличии двух экстремумов профиля УЭС.

V.A. Kindyuk, M.N. Gluschenko, A.Yu. Sobolev, I.N. Yeltsov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

IDENTIFICATION OF OIL-SATURATED LOW-RESISTIVITY RESERVOIRS USING FILTERING MODELING

Oil saturation reservoirs are usually determined by standard technique from comparison formation resistivity with critical value. But in case of low resistivity formation this method doesn't work. Filtration modeling was carried out for low resistivity reservoir with different oil-saturation values. Criterion of oil saturated formation is defined from obtained resistivity profiles. This criterion is in presence of two extreme's in resistivity profile.

В процессе интерпретации каротажных данных ВИКИЗ и БКЗ возникает необходимость создания геоэлектрической модели, характеризующей профиль радиального распределения удельного электрического сопротивления в пластах. Параметры модели по стандартной методике подбираются только по каротажным данным. На следующих шагах, уже при комплексной интерпретации каротажных данных, из геоэлектрической модели пласта используется всего два параметра (размер зоны проникновения и сопротивления неизменной части коллектора), хотя их больше. Усложнение геоэлектрической модели связано характером фазового взаимодействия между собой пластовых флюидов и их взаимодействия со скелетом породы-коллектора.

Потеря информации о точном профиле радиального УЭС влечет за собой ухудшение точности интерпретации, а также не дает возможности восстановить фильтрационно-емкостные свойства коллектора, регулирующие процесс

проникновения бурового раствора в пласт. В настоящее время в ИНГГ СО РАН имеется программное обеспечение прямого гидродинамического моделирования (ПГМ), позволяющее создавать профиль УЭС по заданным параметрам пласта бурового процесса и свойствам пластовых флюидов. Эта программа разработана сотрудником Института Гидродинамики СО РАН, А. А. Кашеваровым. Программа использует обобщенное уравнение Арчи [1, 5]:

$$\rho \approx A(C - C_0)^{-P} (S + S_0)^{-g} (m + m_0)^{-q},$$

□ где ρ – электрическое сопротивление; C – концентрация солей, S – нефтенасыщенность, m – пористость; C_0 S_0 m_0 – параметры, характеризующие закупоренную пластовую воду, остаточную нефть выбираются в соответствии с методикой. Параметры A , p , g и q характеризуют гидродинамическую модель фильтрации бурового раствора из скважины в формацию, и выбираются в процессе электрогидродинамического моделирования.

Входными данными являются подробная информация о параметрах бурения и данные станции ГТИ, характеристика пород, пластовых флюидов, параметры Арчи и фазовая проницаемость флюидов [2].

Используя эту программу, можно получить радиальные профили УЭС, максимально совпадающие с данными геоэлектрической модели. Это позволяет отслеживать изменения модели, варьируя свойства пласта и флюидов. Такой путь дает описание характера взаимосвязи свойств пород и флюидов и определяет параметры геоэлектрической модели.

Также появляется возможность проверить соответствие полученных геоэлектрических моделей данным комплексной интерпретации, содержащим сведения о нефтенасыщенности, проницаемости и пористости коллекторов. Проверка осуществляется расчетом профиля УЭС по ПГМ с последующим расчетом сигнала прибора по этому профилю. Полученная кривая зондирования сравнивается с экспериментальными данными.

В настоящей работе использовался описанный исследовательский аппарат для решения задачи оценки параметров низкоомных нефтенасыщенных коллекторов.

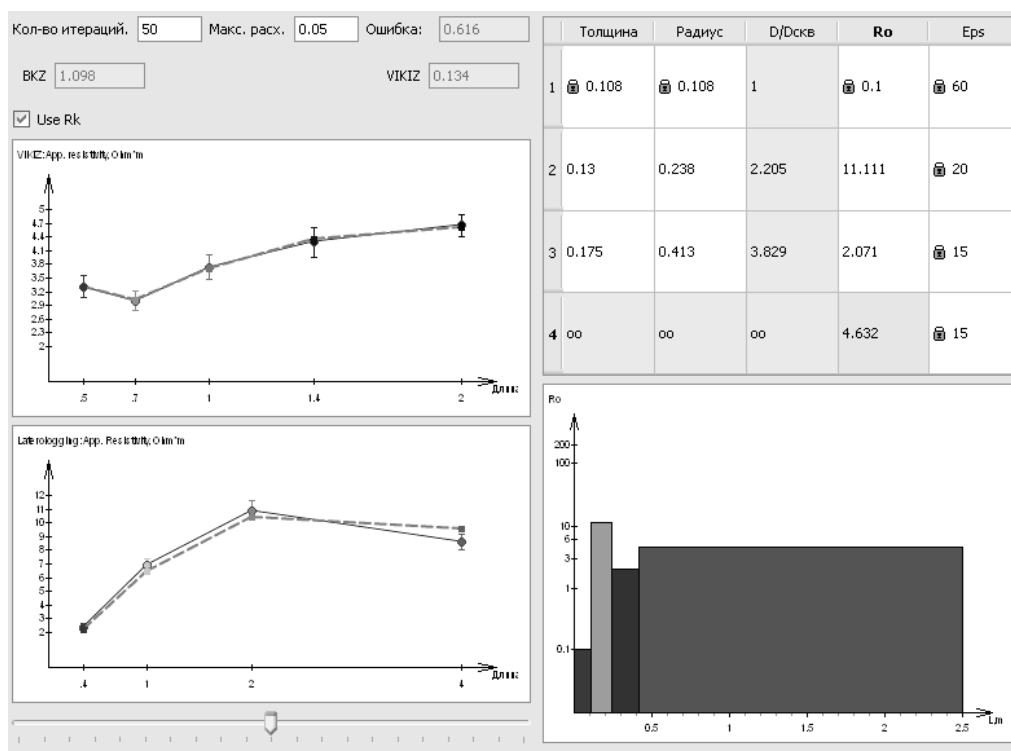


Рис. 1. Пример данных зондирования ВИКИЗ и ВКЗ в низкоомном нефтенасыщенном коллекторе

На рис. 1 приведен пример реальных данных каротажного зондирования ВИКИЗ и ВКЗ низкоомного нефтенасыщенного коллектора. С помощью программы ПГМ был получен профиль УЭС, качественно похожий на профиль УЭС, получаемый из реальных данных, и соответствующий физическим параметрам коллекторов этой залежи (рис. 2). Также на рис. 2 приведены результаты автоматической инверсии данных ВКЗ и ВИКИЗ. Их кривые зондирования и совместная инверсия приведены на рис. 3.

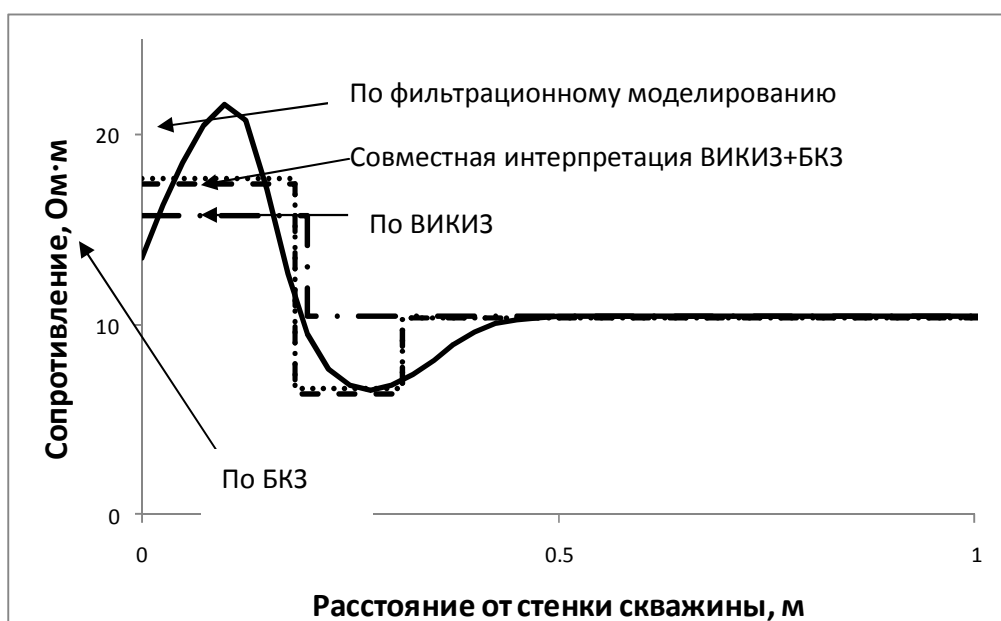


Рис. 2. Профиль распределения УЭС в нефтенасыщенном пласте

По данным БКЗ получено повышающее проникновение, а по данным ВИКИЗ и при совместной инверсии этих методов получена модель с окаймляющей зоной.

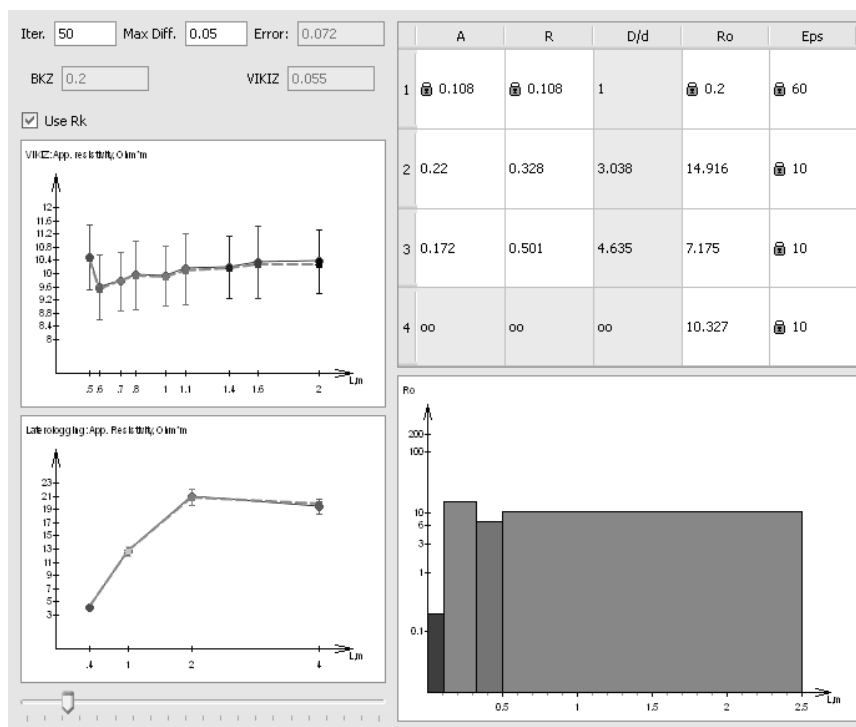


Рис. 3. Совместная инверсия синтетических кривых зондирования ВИКИЗ и БКЗ в нефтенасыщенном пласте

Однако при качественном соответствии экспериментальных данных (рис. 1) и подобранной модели (рис. 2–3) есть количественное различие в сопротивлениях пластов. Аномально низкие значения сопротивления таких коллекторов объясняются наличием в скелете коллекторов минералов-проводников (пирит, пирротин), прослойка песка и сланца, внутренней микропористостью и иногда терциноватостью [3, 4].

В результате тщательного анализа характера влияния свойств пород и флюидов на радиальный профиль УЭС с целью подобрать столь низкоомные профили, были получены две модели коллекторов, имеющих сопротивление около 5 Ом·м. Первая модель имеет пористость 15 % и нефтенасыщенность 30 %, что соответствует водонасыщенному пласту. Вторая модель описывает нефтенасыщенный пласт с содержанием нефти 55 % и характеризуется пористостью 20%. (рис. 4.)

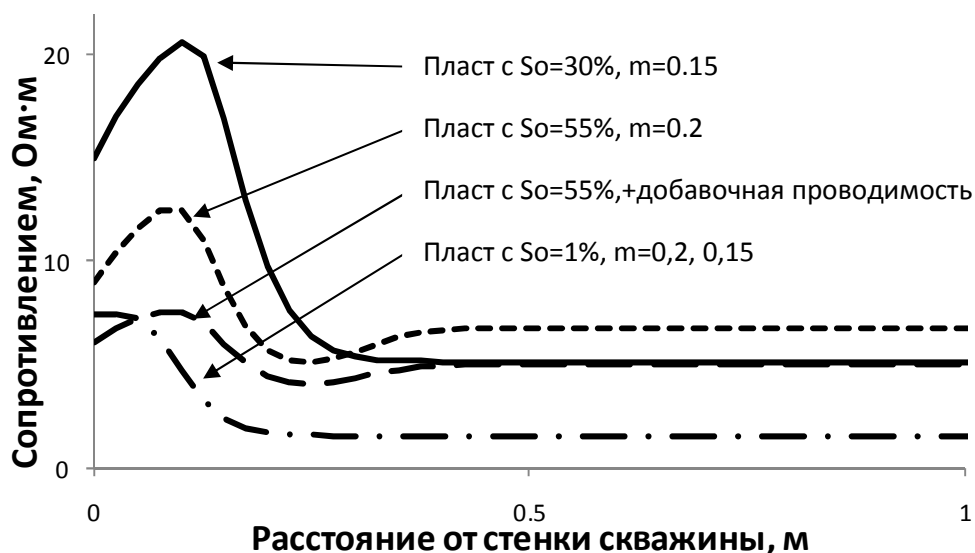


Рис. 4. Результаты подбора модели пласта с разной нефтенасыщенностью для задачи интерпретации низкоомных коллекторов

Третья модель соответствует второй модели, но с добавочной проводимостью скелета за счет железистых минералов (пирита). Но данный подход не оправдался, так как проводимость в большей степени влияет на профиль УЭС около стенки скважины, чем на сопротивление неизменной части пласта. Это настолько уменьшает размер сопротивления в прискважинной зоны, что она может быть не выделена на кривых каротажного зондирования ВИКИЗ и БКЗ.

Для сравнения представлено распределение УЭС, получаемое для чисто водонасыщенного пласта. Оно не имеет экстремумов, что подтверждает наше утверждение [5].

Заключение

Удалось в рамках нашего подхода подобрать две модели низкоомных пластов, которые не идентифицируются как нефтенасыщенные коллектора по значению критического сопротивления.

Учет пиритизации не может быть сделан в виде добавления проводимости, потому как УЭС в промытой зоне получаются слишком низкими и не согласуются с экспериментальными данными.

На примерах показано, что нефтенасыщенность идентифицируется по профилю кривой УЭС при воспроизведении соответствующих условий бурения и свойств пласта, в случае, когда невозможно это сделать по критическим значениям сопротивления пласта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ельцов, И.Н. Комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая модель зоны проникновения [Текст] / И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, А.А. Кашеваров // Геофизический вестник. 2004. – № 4. – С. 13–19.

2. Кашеваров А.А. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин [Текст] / А.А Кашеваров, И.Н Ельцов, М.И. Эпов // ПМТФ. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 148–157.

3. Ежова А.В., Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юговостока западно-сибирской плиты [Текст] / А.В. Ежова // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – № 6. – С. 23–26.

4. Ежова А.В. Определение характера насыщения низкоомных коллекторов на примере нефтяных месторождений Томской области [Текст] / А.В. Ежова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 12.

6. Ельцов И.Н., Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения УЭС в прискважинной зоне [Текст] / И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, А.А. Кашеваров // Геофизический вестник. – 2004. – № 7. – С. 9–14.

© В.А. Киндюк, М.Н. Глущенко, А.Ю. Соболев, И.Н. Ельцов, 2010

УДК 550.8

Е.В. Карташов, М.Н. Балдин, В.М. Грузнов, Е.Г. Коденев
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПАССИВНЫЕ КОНЦЕНТРАТОРЫ НА ОСНОВЕ УГОЛЬНЫХ ВОЛОКОН ДЛЯ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ НА НЕФТЬ И ГАЗ

E.V. Kartashov, M.N. Baldin, V.M. Gruznov, E.G. Kodenev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

PASSIVE CONCENTRATORS WITH COAL FIBRES FOR GEOCHEMICAL SURVEY FOR OIL AND GAS

The passive concentrators are based on sorption of equilibrium vapor concentration in the environment investigated. The passive concentrators do not require the presence of an operator upon sampling. One need place the concentrator into the environment investigated for some time. Concentrators for trapping $C_2 - C_5$ hydrocarbons are covered in the present report.

Актуальной задачей является создание пассивных концентраторов для геохимической съемки при поиске залежей нефти и газа. Пассивные концентраторы (ПК) предназначены для сорбции равновесной концентрации паров в исследуемой среде. ПК не требуют присутствия оператора при проведении пробоотбора. Концентратор достаточно поместить в исследуемую среду на некоторое время [1]. Характеристики ПК на основе полисилоксановых пленок для улавливания углеводородов $C_6 - C_8$ приведены в работе [1]. В настоящем докладе рассмотрены особенности ПК для улавливания углеводородов $C_2 - C_5$.

В качестве оценочной характеристики ПК был определен коэффициент обогащения (КО) вещества, под которым понимается отношение амплитуды хроматографического пика исследуемого вещества, уловленного концентратором, к амплитуде пика этого вещества в исходной смеси, в которую помещался концентратор.

Предварительно было установлено, что для ПК на основе полисилоксановых пленок характерны практически нулевые коэффициенты обогащения по этану, этилену, ацетилену. Экспериментальные исследования показали, что приемлемые сорбционные и десорбционные свойства по отношению к углеводородам $C_2 - C_5$ наблюдаются у ПК с волокнами "Актилен" и угольным нетканым материалом АНМ.

Были изготовлены ПК на основе материала АНМ в виде трубки длиной 60 мм, внутренним диаметром 5,9 мм, с равномерным расположением на внутренней поверхности трубки слоя АНМ.

Для исследования сорбционных свойств ПК их помещали во флаконы емкостью 22 мл с нейтральной к сорбции углеводородов крышкой. Флаконы с концентраторами заполнялись калибровочной смесью углеводородов C_1 – C_4 в азоте. С смесь на основе азота содержала метан, этан, этилен, пропан, пропилен, ацетилен, изобутан, бутан с молярными долями на уровне 5–5,5 ppm. Концентраторы предварительно подвергали очистке при температуре 250 °С.

ПК во флаконе выдерживали при температурах 24 °С; 8 °С; и -12 °С в течение суток для установления сорбционного равновесия. После чего углеводороды, отобранные на концентраторы, анализировались на газовом хроматографе с пламенно-ионизационным детектором.

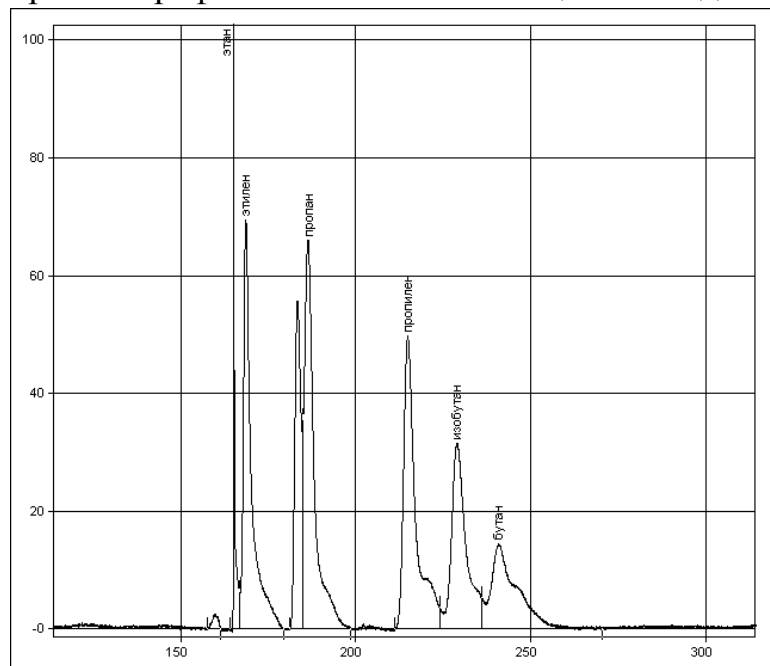


Рис. 1. Хроматограмма смеси углеводородов, адсорбированных на концентратор при 8°С

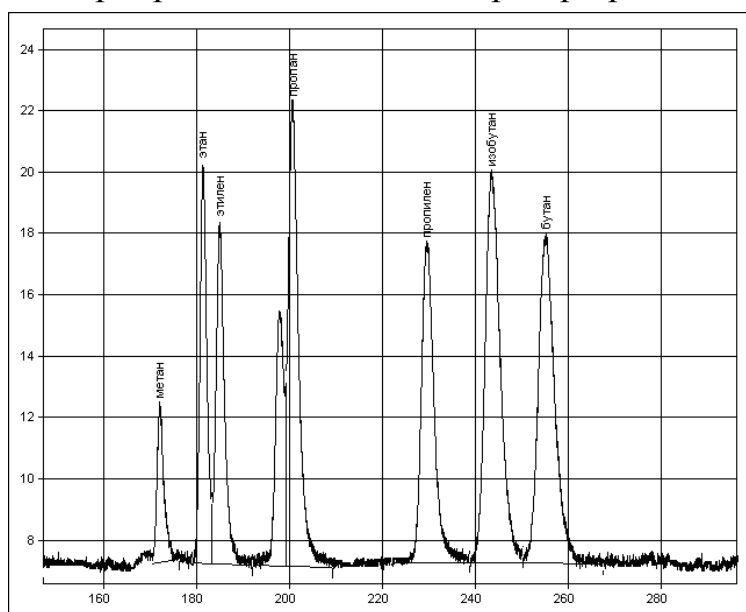


Рис. 2. Хроматограмма 1 мл калибровочной смеси углеводородов, введенных шприцем

Пример хроматограммы показан на рис. 1.

Для получения численных оценок сорбционных характеристик ПК проводилась калибровка хроматографа с использованием отмеченной выше калибровочной смеси углеводородов. Ввод смеси осуществлялся газоплотным шприцем. На рис. 2 приведен пример калибровочной хроматограммы, полученной введением 1 мл смеси.

На основе экспериментальных данных были вычислены зависимости количества адсорбированного вещества на грамм адсорбента АНМ от температуры для всех рассматриваемых веществ, два примера таких зависимостей показаны на рис. 3. Погрешность вычислений не превышала 20 %.

Зависимости количества адсорбированного вещества на грамм адсорбента АНМ

позволили рассчитать теплоты адсорбции углеводородных газов C_1 - C_2 на концентраторах. Для этого сначала были вычислены коэффициенты адсорбции при различных температурах по формуле, представляющей собой несколько модифицированную изотерму Ленгмюра:

$$k_i(T) = (v_i^T)/(C_i^T \cdot m_{\text{конц.}})$$

где $k_i(T)$ коэффициент i -го вещества при температуре T , v_i^T количество адсорбированного i -го вещества при температуре T , C_i^T остаточная концентрация i -го вещества при температуре T во флаконе над концентратором, $m_{\text{конц.}}$ масса угольной ткани концентратора.

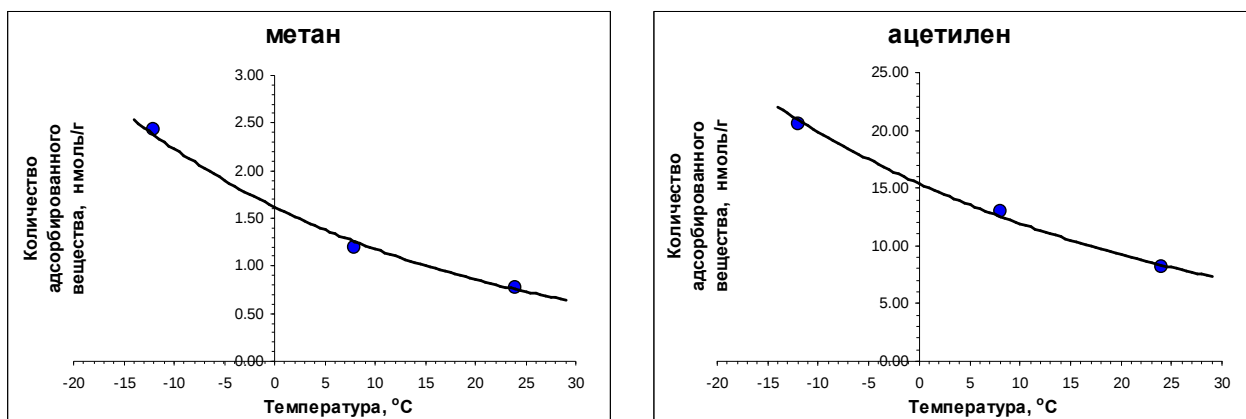


Рис. 3. Зависимость количества адсорбированного метана и ацетилена от температуры экспозиции концентратора

Количество адсорбированного вещества v_i^T устанавливалось по данным хроматографии в режиме криофокусировки. Остаточная концентрация i -ого вещества вычислялась по формуле:

$$C_i^T = C_i^0 - v_i^T/V_{\phi}$$

где C_i^0 концентрация i -го вещества в модельной смеси, а V_{ϕ} – объем флакона.

Так как коэффициент адсорбции $k_i(T)$ пропорционален константе адсорбционного равновесия, которая зависит от температуры по формуле:

$$K_p = K^0 \exp(-\Delta G/RT),$$

где термодинамический потенциал $\Delta G = -T\Delta S + \Delta H$. Таким образом, теплота адсорбции i -го вещества $q_i = -\Delta H$ вычислялась из коэффициента A прямой аппроксимации в координатах $1/T$, $\ln(k_i(T))$:

$$\ln(k_i(T)) = A/T + B,$$

здесь $q_i = A \cdot R$, а R – универсальная газовая постоянная.

В табл. 1 приведены рассчитанные теплоты адсорбции углеводородных газов на концентраторах, а в таблице 2 величины коэффициентов $k_i(T)$ адсорбции углеводородных газов на угольной ткани АНМ в зависимости от температуры.

Теплоты адсорбции веществ C_1 - C_2 удовлетворительно согласуются с литературными данными по физической адсорбции углеводородов на углях. Тогда как для более тяжелых углеводородов получить удовлетворительные значения теплот адсорбции не удалось. Линейные аппроксимации $\ln(k_i(T)) = A/T + B$ для этих веществ строятся с большой ошибкой.

Таблица 1 Теплоты адсорбции углеводородных газов на угольном материале АНМ

Вещество	Теплота адсорбции q_i , кДж
Метан	21.6
Этан	33.8
Этилен	43.6
Ацетилен	31.0

Таблица 2 Величины коэффициентов $k_i(T)$ адсорбции углеводородных газов на угольным материале АНМ в зависимости от температуры

Температура адсорбции на концентратор, К		297	281	261
k_i , см ³ /г	<i>метан</i>	3.7	5.7	12.2
	<i>этилен</i>	58.2	149.0	391.6
	<i>этан</i>	79.9	316.7	952.6
	<i>ацетилен</i>	51.0	128.1	294.9
	<i>пропилен</i>	84.6	113.9	125.4
	<i>пропан</i>	103.9	131.1	103.6
	<i>изобутан</i>	47.8	42.6	69.3
	<i>бутан</i>	47.3	36.3	87.5

Вещества от пропилена до бутана, по-видимому, адсорбировались на ткань практически полностью, что подтверждает хроматографирование 3 мл газовой фазы из флаконов, в которой углеводороды C_3 - C_4 не обнаруживаются. Но далее они лишь частично десорбировались за время ввода пробы. Об этом свидетельствует тот факт, что повторение на концентраторе процедуры десорбции и хроматографирования показывало остатки углеводородов C_3 - C_4 . Этой ошибкой, вероятно и объясняются низкие коэффициенты адсорбции, зависимость от температуры которых не укладывается в теоретические представления. То есть, примененный простой метод определения не позволил оценить зависимость коэффициентов адсорбции от температуры и рассчитать теплоту адсорбции для углеводородов C_3 и более. Однако, на основании того факта, что углеводороды C_3 - C_4 не обнаруживаются при хроматографировании 2-3 мл газовой фазы из флаконов, была сделана оценка нижней границы коэффициентов адсорбции для углеводородов C_3 - C_4 (табл. 3).

Исходя из полученных коэффициентов адсорбции, были определены пороги чувствительности ПК с угольным материалом АНМ (табл. 4).

Таблица 3 Величины коэффициентов $k_i(T)$ адсорбции углеводородных газов угольным материалом АНМ в зависимости от температуры

Т, К		297	281	261
k_i , см ³ /г	пропан	более 8144	более 6474	более 7989
	пропилен	более 7175	более 5703	более 7039
	изобутан	более 10792	более 8578	более 10587
	бутан	более 9862	более 7839	Более 9675

Таблица 4 Оценка порогов чувствительности метода определения газообразных углеводородов с использованием пассивных концентраторов на основе материала АНМ

Наименование	Температура адсорбции на концентратор, К	297	281	261
метан	ppb	920	590	280
этан		25	10	4
этилен		18	5	2
ацетилен		30	12	5
пропан	ppt	менее 100		
пропилен		менее 130		
изобутан		менее 60		
бутан		менее 70		

Выводы:

1. Предложена конструкция пассивных концентраторов для C_2-C_5 на основе нетканого угольного материала АНМ.
2. Экспериментально показана возможность измерения с помощью пассивных концентраторов этана, этилена, ацетилена на уровнях десятков ppb, а пропана, пропилена, бутана и изобутана на уровнях ниже 100 ppt.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Карташов Е.В., Балдин М.Н., Грузнов В.М. Свойства пассивных концентраторов на основе SE - 30 на стеклянных трубках.// Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. V Межд. научн. конгресс «ГЕО-Сибирь-2009», 20-24 апр. 2009 года: Сб. матер. – Новосибирск: СГГА, 2009. – С. 15–17.

© Е.В. Карташов, М.Н. Балдин, В.М. Грузнов, Е.Г. Коденев, 2010

УДК 622.834

А.П. Тапсиев, В.А. Усков, М.Б. Устюгов

ИГД СО РАН, Новосибирск

ВАРИАЦИИ ИЗМЕРЯЕМЫХ СКОРОСТЕЙ СМЕЩЕНИЯ ПОРОДНОГО МАССИВА НА РУДНИКЕ «ОКТЯБРЬСКИЙ»

В статье представлены примеры вариации скоростей смещения породного массива по данным многолетнего мониторинга смещения породного массива на руднике «Октябрьский».

A.P. Tapsiev, V.A. Uskov, M.B. Ustygov

Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk,
Krasny Prospekt 54, 630091, Russian Federation

VARIATIONS IN THE ROCK MASS DISPLACEMENT RATES IN THE OCTYABRSKY MAINE

Based on the data of many-years monitoring of rock mass displacement in the Ochyabrsky Mine, this paper presents same examples of variations in the rock mass movement rates.

Рудник «Октябрьский» разрабатывает Октябрьское месторождение сульфидных медно-никелевых руд с 1974 г. Выделяют три промышленных типа медно-никелевых руд на глубинах от 450 до 1 050 м: богатые (сплошные), вкрапленные (в интрузии) и медистые (прожилково-вкрапленные во вмещающих породах). Рудные залежи расположены в три яруса. В нижней части залегают богатые руды, отработанная пластовая залежь которых мощностью 40–60 м составляет большую часть закладочного массива.

Основной причиной необходимости применения закладки при отработке богатых руд являются необходимость обеспечения полноты извлечения высокоценных руд, большая глубина разработки и снижение негативного влияния подработки на устойчивость подрабатываемых залежей медистых и вкрапленных руд.

В более ранних публикациях [1] отмечены особенности формирования мульды сдвижения горного массива и земной поверхности рудника «Октябрьский».

Мульда сдвижения в период с 2001 по 2004 гг. интенсивно развивалась в юго-восточном направлении – по простирацию тектонических нарушений. Абсолютные значения вертикальной составляющей вектора сдвижения (оседание η) возросли за этот период времени в средней части мульды с $\eta = 300$ мм до $\eta = 800$ мм (рис. 1).

На форму мульды сдвижения (ее отклонение от эллипсовидной формы), несомненно, оказывают влияние геолого-структурные условия примыкающего отработанного пространства рудника “Таймырский”, разделительные целики РМ-1 и РМ-2 и охранный целик стволов ВЗС-ВСС.

Одной из причин динамических проявлений горного давления и сейсмической активности этих выступов фронта горных работ является повышенная концентрация напряжений в массиве.

В целом, как отмечено в работе [2], особенности сейсмического режима в пределах шахтного поля рудника “Октябрьский” обусловлены целым рядом влияющих факторов. Среди них – объем применяемых мероприятий по разгрузке напряженных участков породных и рудных массивов.

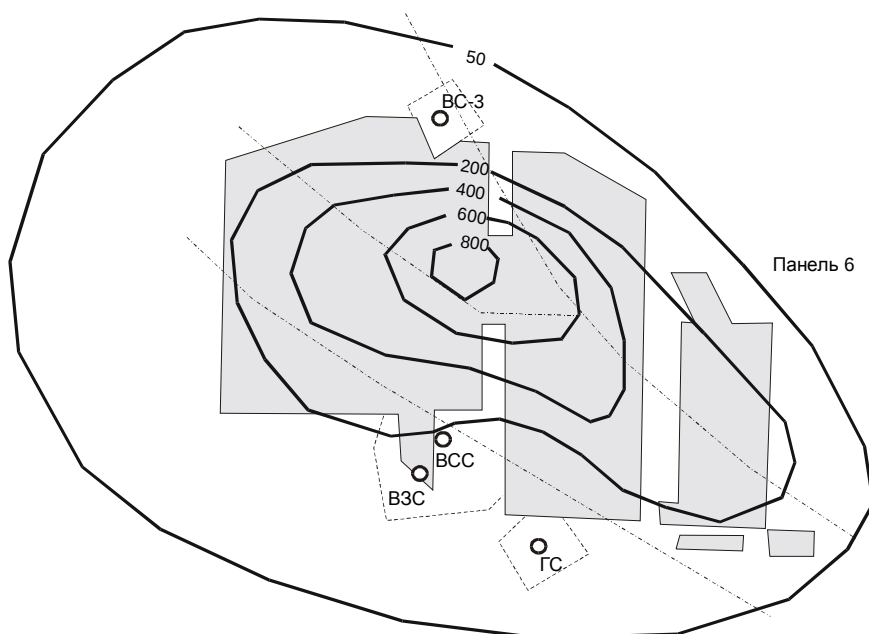


Рис. 1. Очертания мульды сдвижения на руднике «Октябрьский» в 2004 г.

В течение 2003 г в поле рудника “Октябрьский” было зарегистрировано 105 “крупных” сейсмических событий – с энергией более 10^3 Дж [2], в то время как за 2001 и 2002 гг. их было зарегистрировано 24 и 51, соответственно.

Интенсивность сдвижения горного массива ежегодно возрастает. Графики максимальных скоростей V_0 оседания породных массивов при отработке пластовой рудной залежи Октябрьского месторождения приведены в работе [2]. За период 2001–2003 гг. среднее значение этих скоростей по профильным линиям глубинных реперов на руднике “Октябрьский” составило 125 мм/год или $4.0 \cdot 10^{-9}$ м/с.

Для увеличения достоверности прогноза сдвижения горного массива, обеспечения контроля и управления этим процессом необходимо выявить закономерности роста скоростей оседания в зависимости от масштаба подработки. Для этого можно воспользоваться экспериментальными данными многолетних измерений по достаточно представительной сети профильных линий геометрического нивелирования, установленных на разных горизонтах рудника “Октябрьский”.

Как было показано на примерах в работе [1], деформации растяжения в подработанном массиве горных пород рудника “Октябрьский” имеют максимальную величину непосредственно над закладочным массивом и вертикальные оседания уменьшаются с удалением от залежи в направлении земной поверхности. Поэтому для анализа была выбрана профильная линия инструментальных измерений вентиляционно-закладочного уклона ВЗУ – 10 (рис. 2) над закладочным массивом шахты 2 (горизонт – 850 м).

Сдвигение налегающих пород, зафиксированное по глубинным реперам в выработке за период 1995–2003 гг., развивалось по нарастающей и общая величина его достигала 750 мм [2]. Наибольшая скорость сдвигения пород (порядка 126–155 мм/год) имела место в 2003 г. над закладочным массивом.

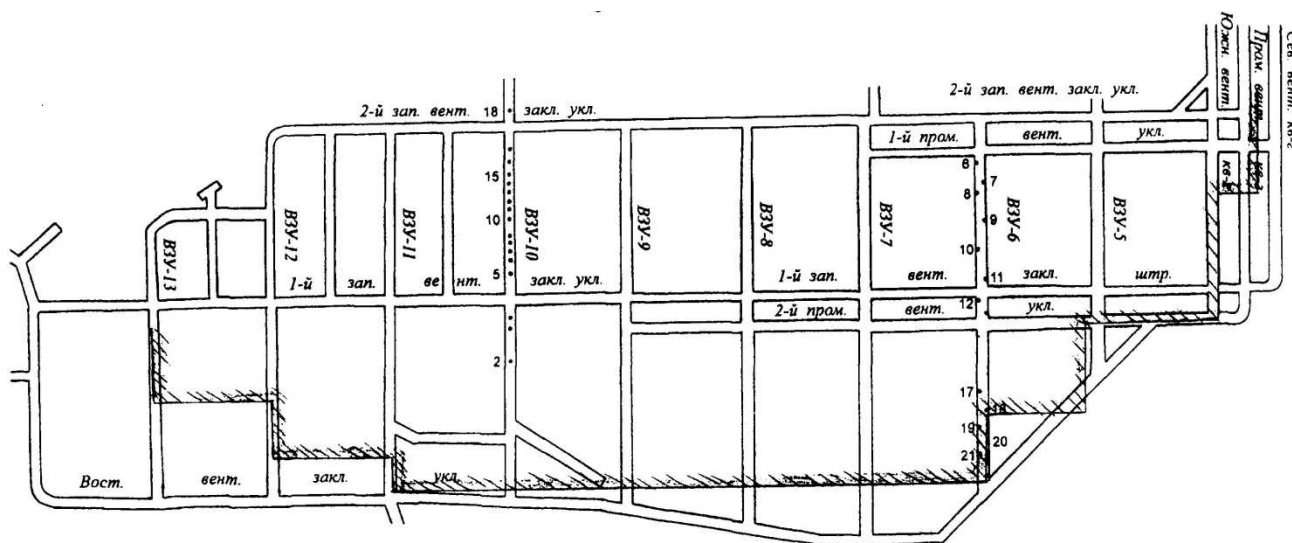


Рис. 2. Расположение в плане профильной линии геометрического нивелирования ВЗУ – 10 на горизонте – 850 м

Наиболее значимым параметром, характеризующим масштаб подработки массива [3], будем считать эквивалентный пролет подработки:

$$\theta = [L^2 + l^2]^{1/2}, \quad (1)$$

где L – пролет подработки по падению залежи, м; l – пролет подработки по простиранию залежи. В 2000 г пролеты подработки составляли, соответственно, $L_{2000} = 300$ м, $l_{2000} = 1\,000$ м и $\theta_{2000} = 1\,044$ м. Аналогично определялись эквивалентные пролеты подработки в 2001, 2002, 2003, 2004 и 2005 гг.

С учетом фактических данных измерения (1999–2005 г.) максимальных скоростей V_o оседания массива по профильной линии глубинных реперов вентиляционно-закладочного уклона № 10 гор. – 850 м построен график зависимости V_o от эквивалентного пролета подработки θ (рис. 3).

По данным натурных измерений установлена устойчивая корреляционная связь между измеряемой величиной скорости V_o оседания массива и значениями эквивалентных пролетов подработки в соответствующие годы.

Аппроксимация эмпирической линии регрессии выполнена с использованием компьютерных программ. Расчеты показали, что аппроксимирующее уравнение полинома второй степени вида:

$$V_o = -246,8 + 0,4523 \theta - 0,0001 \theta^2 \quad (2)$$

наиболее удовлетворяет экспериментальным данным выборки.

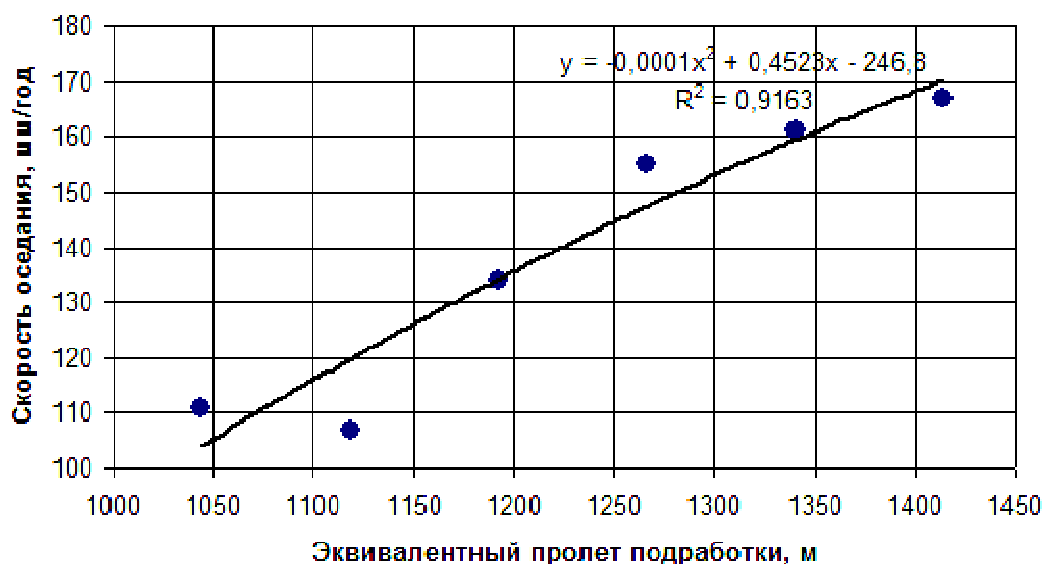


Рис. 3. Зависимость максимальной скорости оседания налегающих пород от эквивалентного пролета подработки по подземной профильной линии ВЗУ – 10 гор. – 850 м рудника “Октябрьский” по данным измерений за период 1999–2005 гг.

Так как уравнение (2) наиболее соответствует экспериментальным данным выборки то можно сделать вывод о полиномиальном характере зависимости измеряемой скорости V_o оседания массива от эквивалентного пролета подработки θ . Эта зависимость может быть использована для прогноза вертикальных оседаний массива при проведении выработок на закладочном горизонте – 850 м и обосновании типа их крепления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тапсиев А.П., Усков В.А., Устюгов М.Б. Мониторинг природно-технической системы рудника «Октябрьский» // Труды V Международной специализированной выставки и научного конгресса «ГЕО-СИБИРЬ-2009», Том – Новосибирск: СГГА, – 2009. – С. 227–232.
2. Опарин В.Н., Тапсиев А.П., Востриков В.И., Усольцева О.М., Аршавский В.В., Жилкина Н.Ф., Бабкин Е.А., Самородов Б.Н., Наговицын Ю.Н., Смоллов К.В. О возможных причинах увеличения сейсмической активности шахтных полей рудников “Октябрьский” и “Таймырский”

Норильского месторождения в 2003 г. Часть II: Рудник “Октябрьский” // ФТПРПИ. – 2004. – № 5.

3. Шадрин А. Г. Теория и расчет сдвижения горных пород и земной поверхности. – Красноярск: изд. Красноярского университета. – 1990.

© *А.П. Татсиев, В.А. Усков, М.Б. Устюгов, 2010*

УДК 539. 375

В.А. Павлов, С.В. Сердюков

ИГД СО РАН, Новосибирск

НГУ, Новосибирск

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ НАПРАВЛЕННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ИЗМЕРЕНИЮ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД

Предложена технология измерения напряженного состояния основанная на комплексном использовании гидроразрыва и распорного нагружения. Выполнено численное моделирование методом интегральных сингулярных уравнений. Проведены стендовые испытания устройства и определены его технические характеристики.

V.A. Pavlov, S.V. Serdyukov

Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk,

Krasny Prospekt 54, 630091, Russian Federation

Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

THE DEVELOPMENT OF DIRECTIONAL HYDRAULIC FRACTURING TECHNIQUE FOR IN-SITU STRESS STATE ROCK MASS MEASURING

The stress state estimation method of deep permeable rock is proposed which is based on the complex hydraulic fracturing use and flat jack technique. Numerical modeling of tests by singular integral equations is carried out. The stand tests of facility are made and its technical characteristics are determined.

Знания о напряженно деформированном состоянии горных массивов, протекающих в них геомеханических и физических процессах, имеют фундаментальную значимость для решения широкого круга проблем, связанных с созданием безопасных технологий отработки месторождений, рациональным извлечением полезных ископаемых. На данном этапе добыча полезных ископаемых при подземных, скважинных и открытых работах ведется на значительных глубинах. Из существующих геомеханических методов оценки напряженного состояния, единственным с требуемой глубиной является измерительный гидроразрыв. Однако использование данного метода ограничивается наличием естественных трещин или высокой проницаемостью массива. Существует модификация гидроразрыва – «сухой» разрыв (sleeve fracturing), в которой разделяют две методики: одиночной трещины (single fracture) и двойной трещины (double fracture). Сравнение технических особенностей классического измерительного гидроразрыва, метода полной разгрузки и «сухого» разрыва приведено в табл. 1. Однако и «сухой» разрыв

имеет ограничения, основное из которых, не применимость в условиях неравномерного поля напряжений, то есть при $\alpha = \sigma_{\min} / \sigma_{\max} < 1$. Для метода одиночной трещины (single fracture) это связано с невозможностью создания протяженной трещины в любом требуемом направлении. В результате переориентации трещины по мере удаления от скважины под действием внешнего поля напряжений, которое существует в массиве пород.

Таблица 1

Метод Особенность	Классический метод измерительного гидроразрыва	Метод полной разгрузки с наклейкой тензодатчиков	«Сухой» разрыв
Возможность измерения механических свойств горных пород (E, ν)	Нет	Нет	Есть
Необходимость дополнительных исследований керна материала	Нет	Есть	Нет
Применимость в проницаемых горных породах	Для пород с проницаемостью не более 50 мДарси	Для любых типов пород	Для любых типов пород
Погрешность измеряемых напряжений	$\pm 10-20 \%$	$\pm 20 \%$	$\pm 2 \%$ или менее, при наличии повторных измерений
Время необходимое для одного измерения	4–5 часов	Более 4 часов	Менее чем $\frac{1}{2}$ часа
Возможность повторных измерений (мониторинг)	Нет	Нет	Есть

Таким образом, актуальна задача создания технологии мониторинга напряженного состояния массива трещиноватых, высокопроницаемых горных пород залегающих на больших глубинах. Метод определения напряжений одиночной трещины (single fracture) основан на использовании только устройства направленного разрыва (flat jack). Этот метод предлагает создание трех систем прямолинейных протяженных трещин с помощью устройства направленного разрыва. После чего, когда трещина уже сформирована, то давление необходимое для ее поддержания в раскрытом состоянии считают равным напряжению в массиве действующему ортогонально трещине. Однако, как уже было отмечено выше создание таких систем трещин не возможно в условиях $\alpha = \sigma_{\min} / \sigma_{\max} < 1$ и фактически данная методика не применима.

Разработанный нами метод оценки напряженного состояния основан на комплексном использовании гидроразрыва и направленного разрыва. На предварительном этапе в исследуемом интервале скважины стандартным устройством гидроразрыва формируется система протяженных ортогональных

трещин. Создание протяженных трещин возможно благодаря использованию высокоинтенсивного нагружения рабочей жидкостью изолированного интервала скважины. Для чего предлагается использовать электронасосы высокой производительности или пневмогидроаккумуляторы. Для использования этой методики в глубоких скважинах (более 500 метров), устройства помещаются непосредственно в скважину рядом с исследуемым интервалом, что позволяет увеличить гидравлическую жесткость системы. На следующем этапе технологии в исследуемый интервал скважины помещается устройство распорного нагружения. Вращением устройства и приложением одноосной, направленной нагрузки фиксируются давления раскрытия созданных ортогональных систем трещин, из которых по формулам определяются напряжения в массиве пород. Также данное устройство можно использовать для определения ориентации естественных или искусственно созданных систем трещин.

Используя метод интегральных сингулярных уравнений, выполнено численное моделирование предлагаемой технологии. Результаты моделирования представлены на рис. 1. На рис. 1а показана зависимость для горизонтальной скважины давления необходимого для раскрытия трещины на определенную величину от угла поворота устройства относительно вертикального положения, для случая двух ортогональных систем трещин идущих в направлениях главных напряжений (где U – раскрытие трещины на контуре скважины, a – отношение минимального и максимального напряжений в массиве). На рис. 1б, приведены результаты моделирования для случая, когда сформирована только одна система трещин – в направлении максимального сжимающего напряжения. Из рисунка видно, что устройство распорного нагружения позволяет четко определить ориентацию трещин и может быть использовано для оценки напряженного состояния по описанной выше схеме.

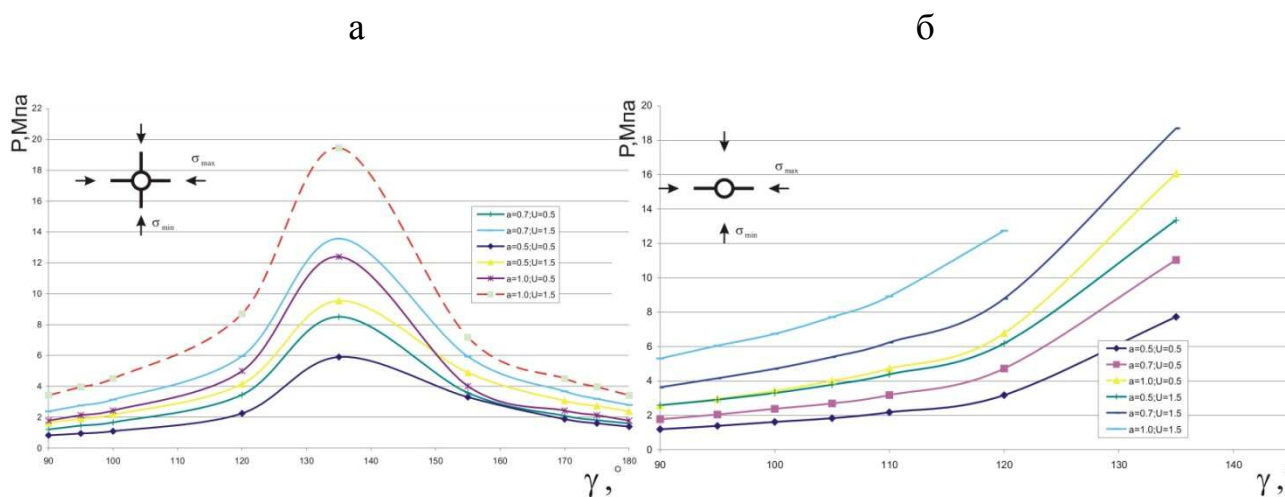


Рис. 1. Диаграммы «нагрузка – угол поворота устройства»

Так как необходимо получить максимальную эффективность устройства распорного нагружения, то оно имеет сложное конструкторское строение по сравнению со стандартным устройством направленного разрыва (flat jack). В результате сложно определить отношение между давлением жидкости в

устройстве и нагрузкой передаваемой от него на стенку скважины. Для получения данной корреляции выполнен цикл стендовых экспериментов. Схема стенда представлена на рис. 2.

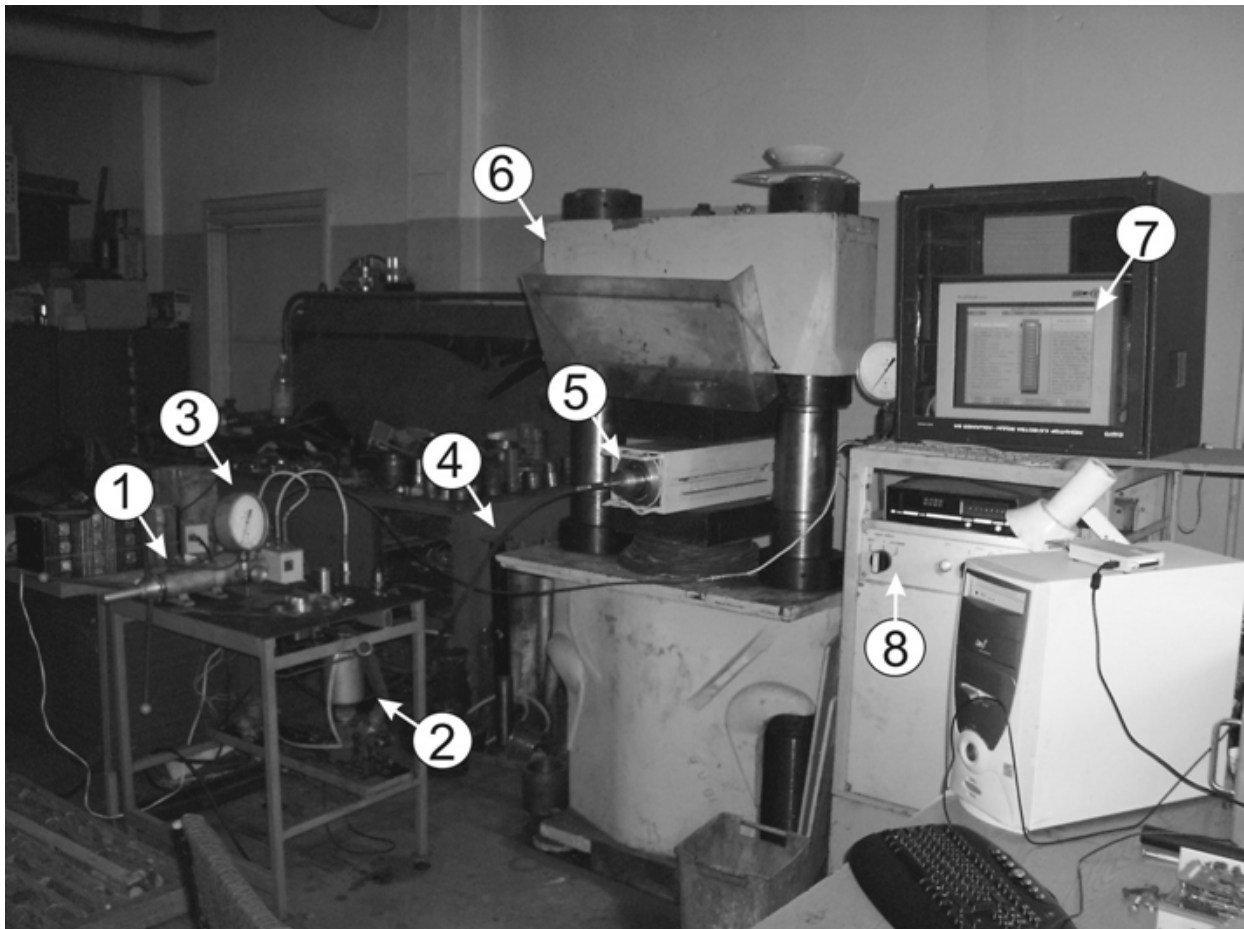


Рис. 2. Экспериментальный стенд для испытания устройства распорного нагружения (1 – пресс-расходомер, 2– гидравлический насос, 3 – манометр (датчики давления), 4 – шланг, 5 – устройство распорного нагружения в металлическом кожухе, 6 – гидравлический пресс, 7 – система визуализации контролируемых параметров, 8 – система управления гидравлическим прессом)

Эксперименты состояли в следующем, устройство распорного нагружения помещали в стенд и создавали внешнюю одноосную нагрузку. С помощью насоса, и пресс-расходомера заполняли устройство рабочей жидкостью и повышали в нем давление. В результате устройство создавало направленную одноосную нагрузку, прикладываемую к стенке скважины. Определялось давление в устройстве необходимое для преодоления заданной внешней нагрузки. После устройство поворачивали на заданный угол и определяли давление необходимое для преодоления нагрузки в этом положении. Результаты стендовых испытаний приведены на рис. 3. Отображена зависимость давления в устройстве необходимого для преодоления заданной внешней одноосной нагрузки, то есть для раскрытия трещины на контуре скважины.

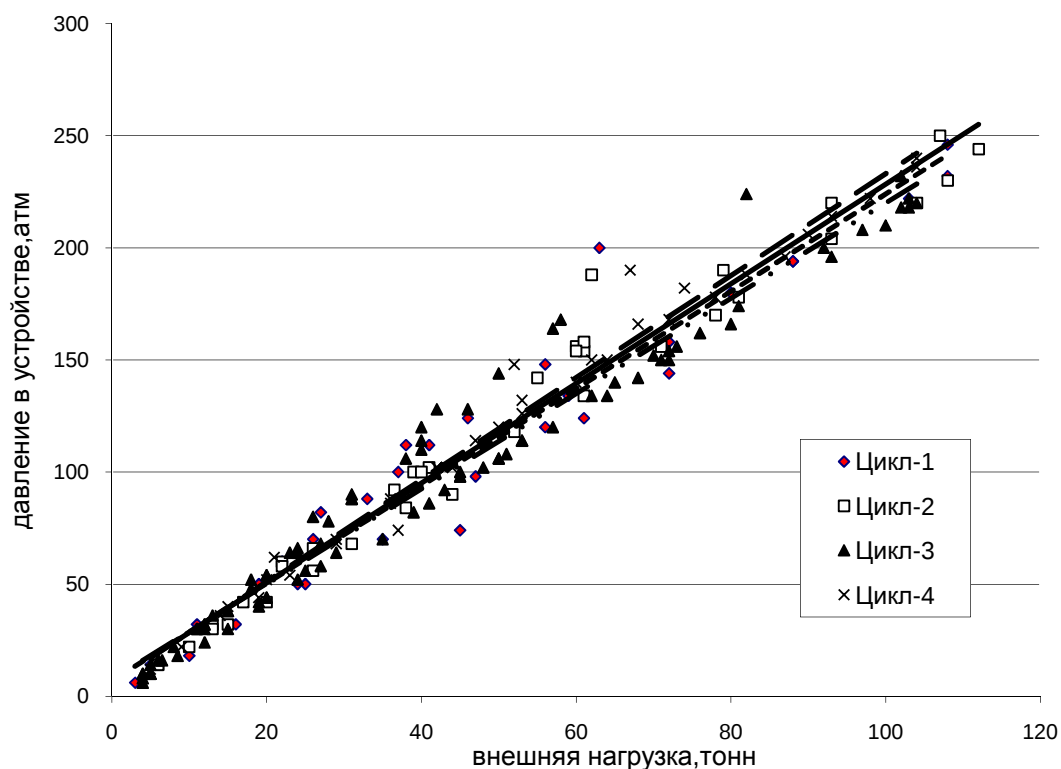


Рис. 3. Результаты стендовых испытаний устройства распорного нагружения (Цикл – 1–30°, цикл – 2–30°, цикл – 3 – горизонтально, цикл – 4–15°)

В различных циклах обозначенный угол означает отклонение распорного устройства от горизонтального положения, при горизонтальном расположении устройство создает вертикально направленную одноосную нагрузку.

Выводы

Определен коэффициент передачи нагрузки от устройства распорного нагружения на стенки скважины. Предлагаемое устройство за счет оригинального конструкторского решения более эффективно передает нагрузку на стенку скважины, чем устройства направленного разрыва (flat jack) используемые в настоящее время при измерении напряженного состояния. Создана математическая модель и выполнено численное моделирование с привлечением линейной механики трещин. Предложено использовать данный метод также для определения ориентации естественных и техногенных систем трещин в открытом стволе скважины.

УДК 622.831

*Т.В. Лобанова, Е.В. Васильева**

ОАО «ВостНИГРИ», Новокузнецк

*ИГД СО РАН, Новосибирск

КОРОТКОПЕРИОДНЫЕ СМЕЩЕНИЯ НА ГРАНИЦАХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ РАЗЛОМОВ ТАШТАГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Изложена сущность методики и приведены результаты GPS-мониторинга короткопериодных смещений породного массива в районе тектонических разломов Таштагольского месторождения в 2005–2009 гг. в периоды ведения очистных работ и производства массовых взрывов.

*T.V. Lobanova, E.V. Vasilyeva**

ОАО «VostNIGRI» (Eastern Scientific-Research Ore Mining Institute),

Novokuznetsk, Russian Federation,

* Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Krasny Prospekt 54, 630091, Russian Federation

SHORT-PERIOD DISPLACEMENTS AT THE TASHTAGOL DEPOSIT TECTONIC FAULT BORDERS

The paper states the main point of a short-period rock mass displacement GPS-monitoring procedure and sets forth the results of the monitoring for tectonic faults area at the Tashtagol deposit in 2005–2009 for the periods of winning works and large-scale blasting.

Для исследования уровня и характера геодинамических процессов в зоне техногенного влияния горных разработок Таштагольского железорудного месторождения в 2005–2009 гг. проведены мониторинговые наблюдения за сдвижением горных пород в районах подвижных тектонических структур с использованием методов космической геодезии. Основные замеры выполнены на участках разломов "Холодный", "Нагорный", "Кондомский" и "Шахтерский" (рис. 1) с использованием 4-х приемников Trimble 4600 LS. Измеряемые базовые линии образованы на основе наблюдательной станции за сдвижением земной поверхности и проходят через центральные сечения муьды сдвижения, сформировавшейся в процессе отработки месторождения. Базовая станция, относительно которой выполнялись наблюдения и обработка результатов, была расположена в Юго-Восточном геодинамическом блоке, а измеряемые базовые расстояния находились в Восточном блоке или на границе этих блоков, что позволило определить движения различных блоков в процессе изменения напряженно-деформированного состояния в районе разработки месторождения.

В процессе GPS-съемки накопление данных от спутников производилось в течение 3–9 ч с интервалом 15 с в один файл данных на каждой станции, которые при постобработке с помощью специальной утилиты Convert to RINEX программного обеспечения Trimble Geomatics Office были преобразованы в RINEX-файлы. Эти многочасовые файлы в дальнейшем были разбиты на файлы по 20 мин, каждый из которых был обработан с использованием программного обеспечения Trimble Geomatics Office. В результате обработки вычислены координаты X, Y, Z, расстояния и превышения между реперами.

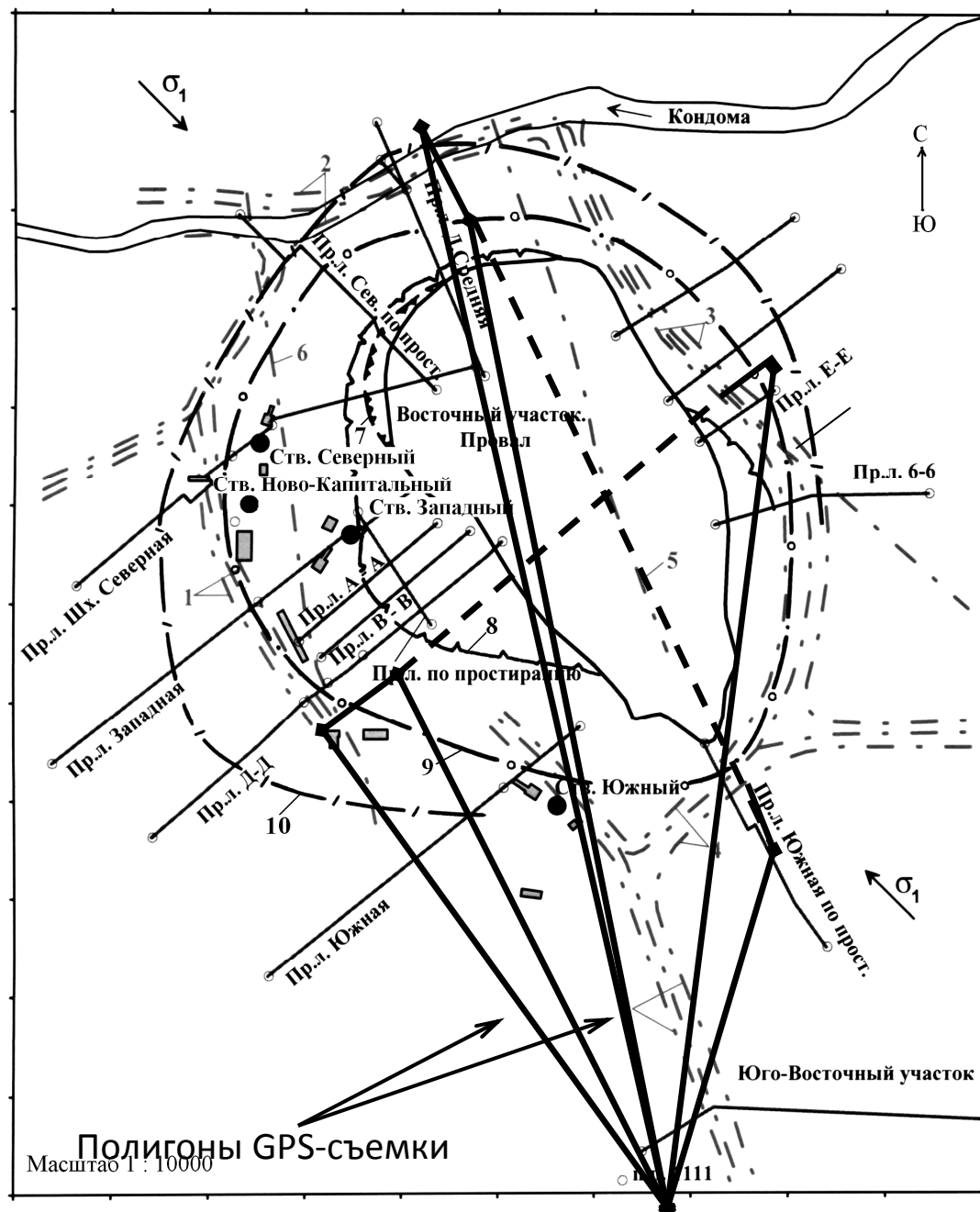


Рис. 1. Схема геодинамического полигона для наблюдения активности разломов Таштагольского месторождения. Разломы: 1 – 5 – Холодный, Кондомский, Нагорный, Шахтерский, Диагональный, соответственно; 6 – субмеридиональное тектоническое нарушение; 7 – 10 – границы: зон обрушения, трещин, опасных сдвижений, мульды сдвижения

Максимальные величины смещений (табл.) на разломах были зафиксированы в 2006 и 2007 гг. Выделяются смещения на разломе "Нагорный", которые в период увеличения интенсивности сейсмических событий на месторождении достигали 100–150 мм. Характерно, что крупные толчки и микроудары, произошедшие в этот период, зарегистрированы в висячем боку рудного тела в зоне влияния разлома (рис. 2).

Таблица Результаты наблюдений короткопериодных смещений в районах тектонических разломов Таштагольского месторождения

Разлом	Максимальные абсолютные смещения, мм									
	горизонтальные					вертикальные				
	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.
Холодный	22	34	33	32	12	30	39	75	48	26
Нагорный	18	37	78	46	15	20	108	146	97	57
Кондомский	35	50	56	21	19	28	36	51	35	59
Шахтёрский	17	34	27	9	27	22	74	44	23	64

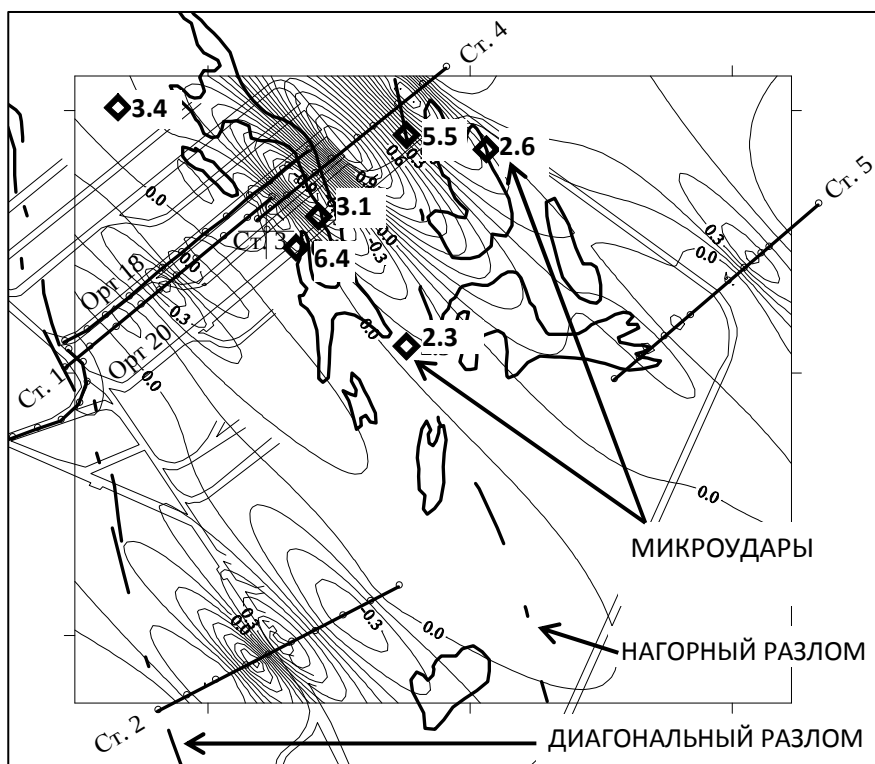


Рис. 2. План горных выработок горизонта -350 м Таштагольской шахты

Высокий уровень короткопериодных смещений в 2006 г. зафиксирован также на разломе "Шахтерский", где наиболее рельефно выразился скачкообразный характер изменения амплитуды смещений [1]. Аналогичные скачкообразные короткопериодные смещения отмечены и на других разломах в

соответствующие периоды проявления толчков, при которых скорости деформирования земной поверхности возрастали в 2 раза и более.

Наличие короткопериодных смещений горного массива и некоторая их взаимосвязь с сейсмической активностью месторождения установлены в горных выработках Таштагольского месторождения в результате непрерывных мониторинговых наблюдений с использованием лазерного дальномера [2], а также в районах тектонических нарушений на земной поверхности Шерегешевского месторождения [3].

В 2009 г. уровень смещений на разломах "Холодный" и "Нагорный" даже в период массового взрыва блока 3 в этаже (-140)–(-70) м (рис. 3) существенно ниже, чем в предыдущие годы (табл.). На разломах "Кондомский" и "Шахтерский" возросли вертикальные смещения, а на разломе "Шахтерский" увеличились и горизонтальные смещения. Вероятнее всего, рост смещений на этих разломах обусловлен активизацией сдвижений при массовых взрывах, произведенных в периоды наблюдений 29.06.2009 г. и 02.08.2009 г.

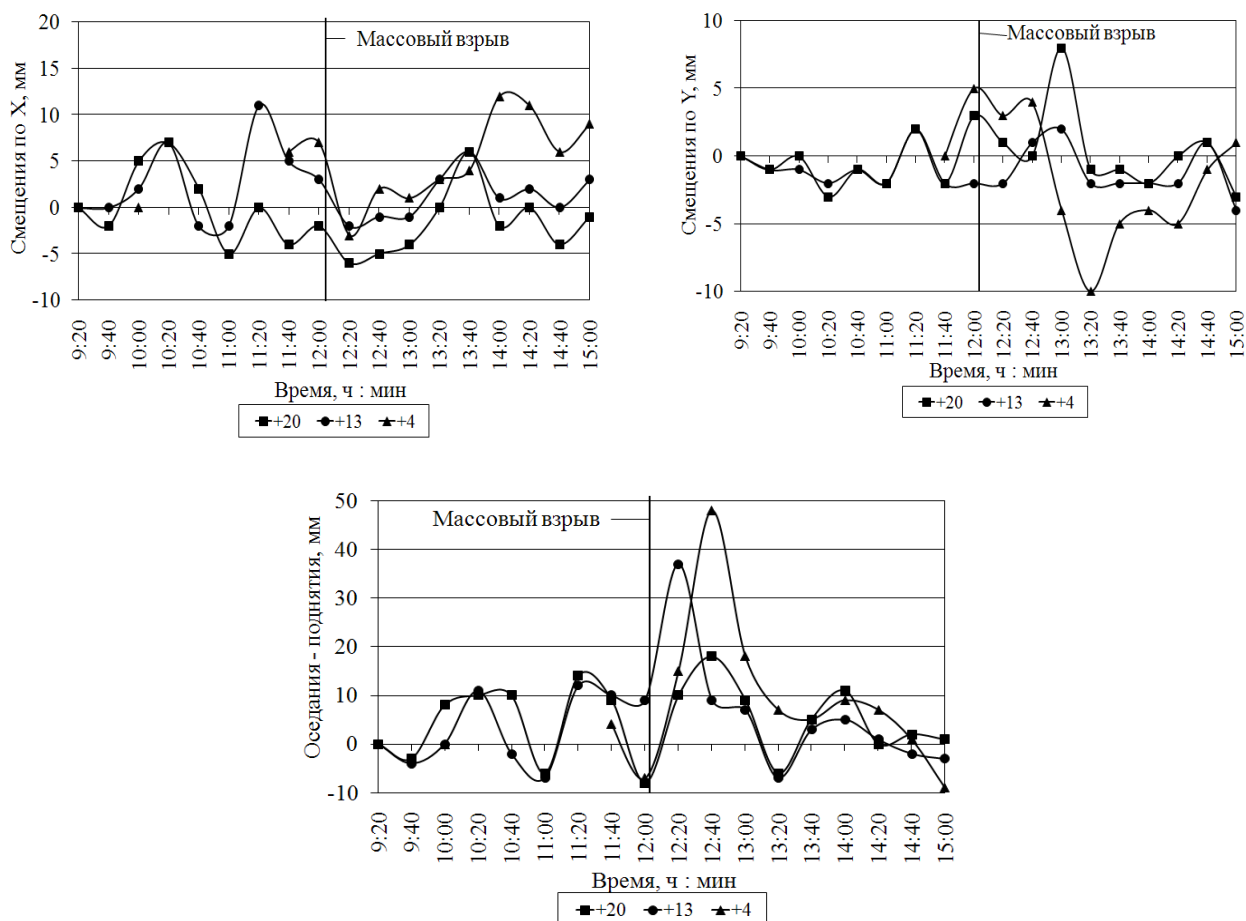


Рис. 3. Смещение земной поверхности на разломах "Холодный" (реперы +20 и +13) и "Нагорный" (репер +4) 02.08.2009 г. в период массового взрыва блока 3

Обобщение выполненных исследований за период 2005–2009 гг. позволяет сделать вывод, что при выемке рудных запасов удароопасных месторождений на границах тектонических разломов возникают короткопериодные смещения горных пород до 50–150 мм, приводящие к увеличению скоростей

деформирования земной поверхности, в 2 раза и более превышающих обычный уровень, и геодинамическим явлениям в шахте с сейсмической энергией до 10^9 Дж.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Лобанова Т.В. Исследование геомеханического состояния породного массива при формировании и проявлении горных ударов на Таштагольском руднике // ФТПРПИ. – 2008. – № 2. – С. 38–46.

2. Лобанова Т.В., Моисеев С.В. Результаты комплексной оценки напряженно-деформированного состояния горного массива Таштагольского месторождения геофизическими и геодезическими методами // ФТПРПИ. – 2009. – № 3. – С. 31–39.

4. Лобанова Т.В., Новикова Е.В. Влияние массовых взрывов на деформирование горных пород Шерегешевского железорудного месторождения // ГЕО-Сибирь-2009. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых: сб. матер. V Междунар. научн. конгресса "ГЕО-Сибирь-2009", 20 – 24 апреля 2009 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2009. – С. 205–209.

© Т.В. Лобанова, Е.В. Васильева, 2010

УДК 622.83

А.В. Леонтьев, Н.А. Мирошниченко

ИГД СО РАН, Новосибирск

СОВРЕМЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА МАССИВА ГОРНЫХ ПОРОД ТАШТАГОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В КУЗБАССЕ

Представлен анализ числа и мест проявления динамических событий на Таштагольском железорудном месторождении и показана хронология миграции зон повышенной динамической опасности на планах рудника и по глубине разработки.

A.V. Leontiev, N.A. Miroshnichenko

Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences

54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091, Russian Federation

CURRENT ROCK MASS GEODYNAMICS IN TERMS OF THE TASHTAGOL IRON-ORE DEPOSIT, KUZBASS

The paper analyzes the number and manifestation areas of dynamic events at the Tashtagol iron-ore deposit, and shows migration history of higher dynamic hazard areas on ground plans and profiles of the mine.

В последние годы интенсивно развиваются представления о блочной структуре породного массива и его склонности к упорядоченному и самоорганизованному поведению под воздействием внешних факторов. Сложную иерархию процессов самоорганизации, обусловленных флуктуациями энергетических потоков в массиве можно проследить лишь на натурных объектах. Обратимся к одному из них – Таштагольскому руднику. Железорудное месторождение отрабатывается в условиях повышенной опасности проявления динамических событий. Здесь уже на глубине 300 м наблюдались стреляния горных пород, а в настоящее время при работах на глубине 500 м и более имеют место горные удары, в том числе большой разрушительной силы (10^7 – 10^9 Дж).

Общую картину геомеханической обстановки на руднике характеризует взаимосвязь между числом и энергетикой динамических событий и объемом добытой руды (рис. 1, 2). Можно отметить устойчивую корреляционную зависимость данных параметров с теснотой связи в 0.93 – 0.96.

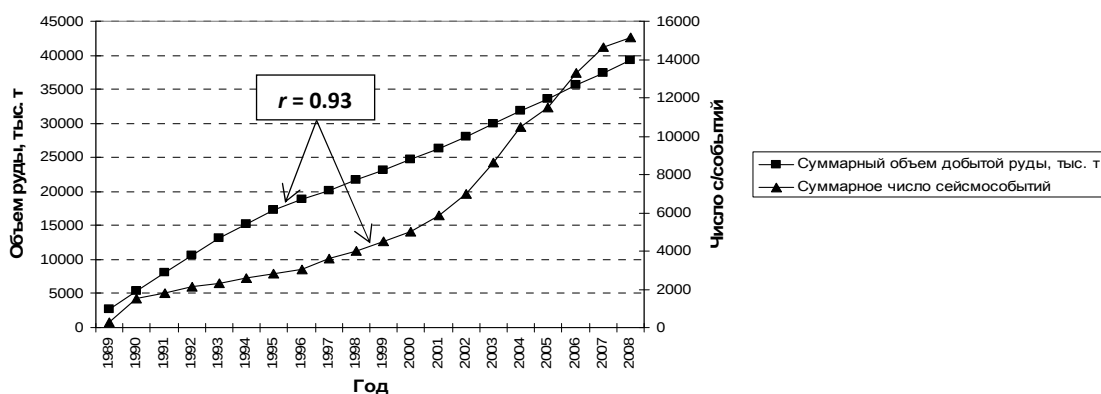


Рис. 1. Корреляционная связь между суммарным объемом добытой руды и количеством динамических событий на Таштагольском руднике

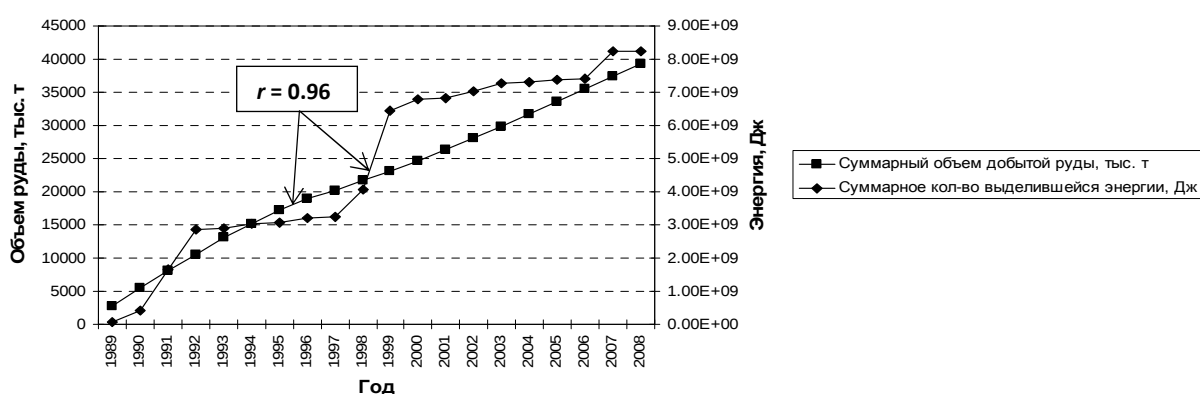


Рис. 2. Корреляционная связь между суммарным объемом добытой руды и количеством выделившейся энергии при динамических проявлениях горного давления

В период с 1999 по 2008 гг. на месторождении зафиксировано более 11 тыс. динамических проявлений горного давления, в числе которых 149 сейсмособытий повышенной интенсивности (рис. 3). Можно отметить, что после крупного горного удара с $E = 2.3 \cdot 10^9$ Дж в 1999 году число динамических событий росло год от года, затем приняло тенденцию к уменьшению. При этом энергетика событий резко понизилась. Можно предположить, что породный массив месторождения существенно перестроился.

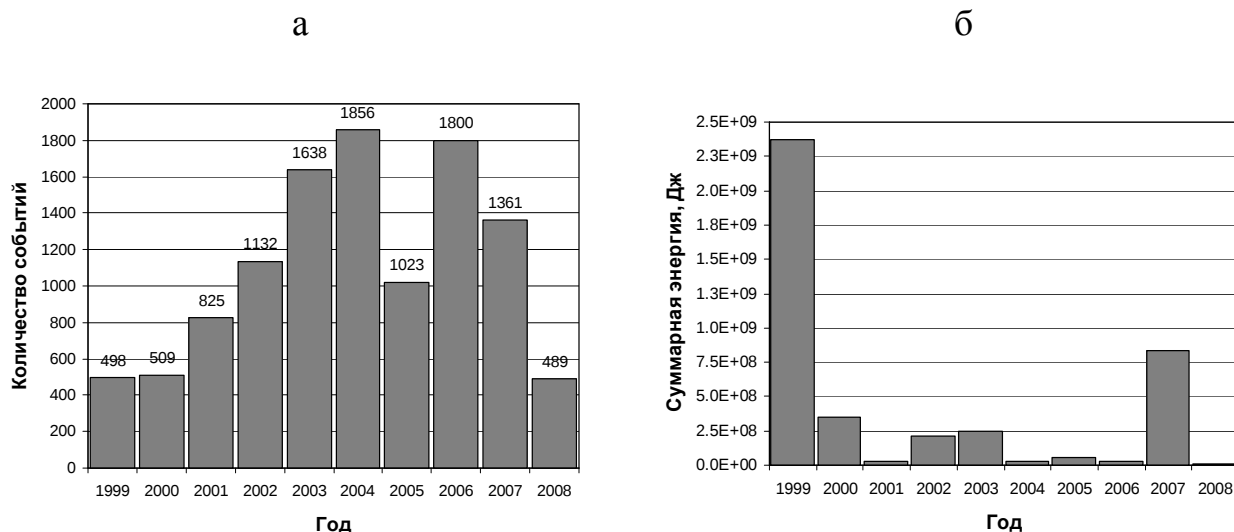


Рис. 3. Количество ежегодных динамических событий (*а*) и соответствующая им выделившаяся сейсмическая энергия (*б*), зарегистрированные на Таштагольском руднике в период 1999–2008 гг.

Обратимся к хронологии динамических событий, произошедших на Таштагольском руднике в последнее десятилетие. К этой информации обращались многие исследователи, однако системного анализа причин и следствий событий пока не выполнено. В рамках настоящего анализа построен событийный фильм о динамической обстановке на руднике за последнее десятилетие. Каждый кадр фильма отражает места проявления динамических событий в плане месторождения и по горизонтам рудника. В качестве примера на рис. 4–6 приведены три фрагмента данного фильма.

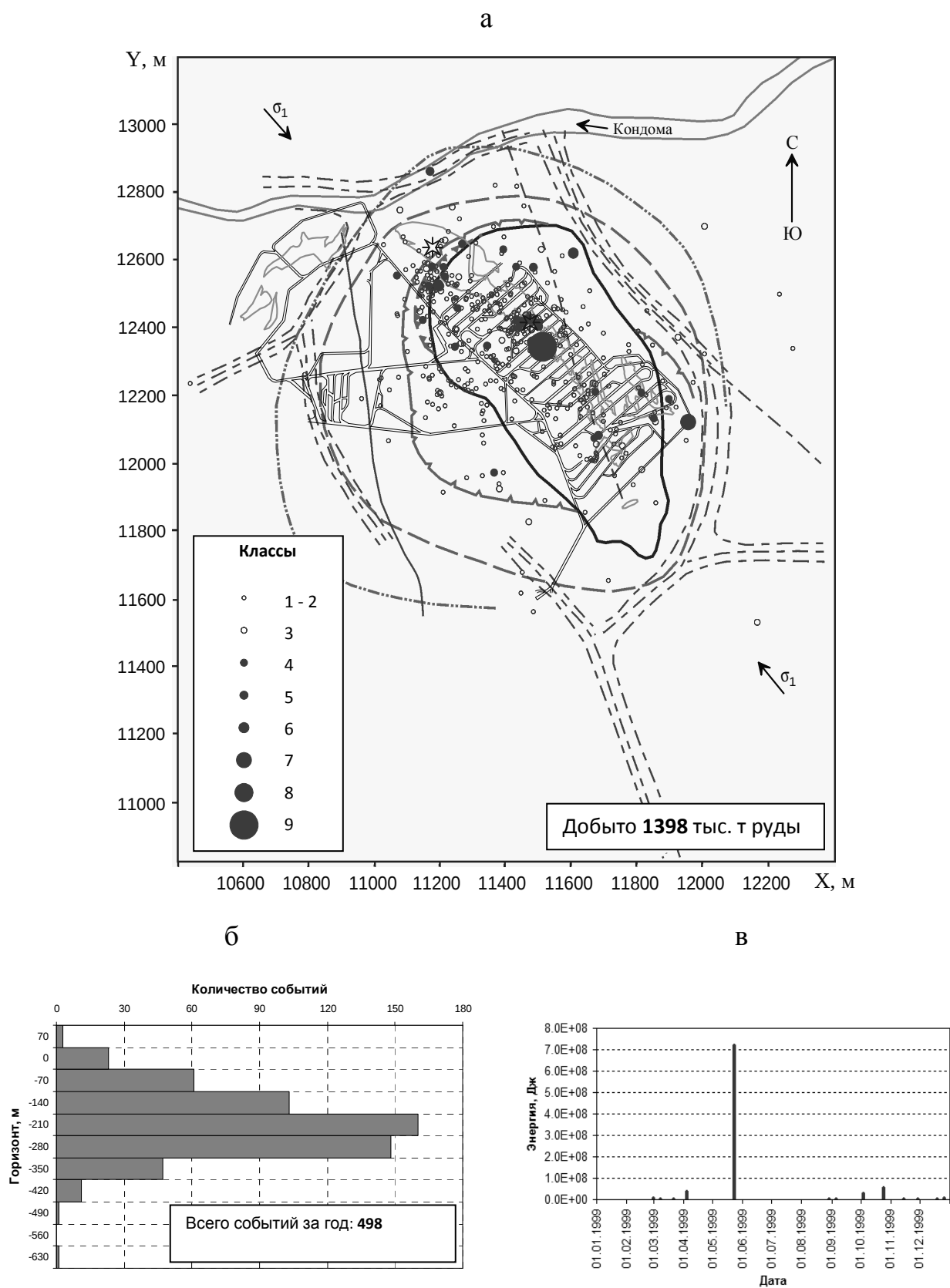


Рис. 4. Динамическая обстановка на Таштагольском руднике в 1999 году:
а – места проявления динамических событий на плане рудника, *б* – количество событий по добычным горизонтам, *в* – дата и энергия массовых и технологических взрывов, произведенных при добычных работах

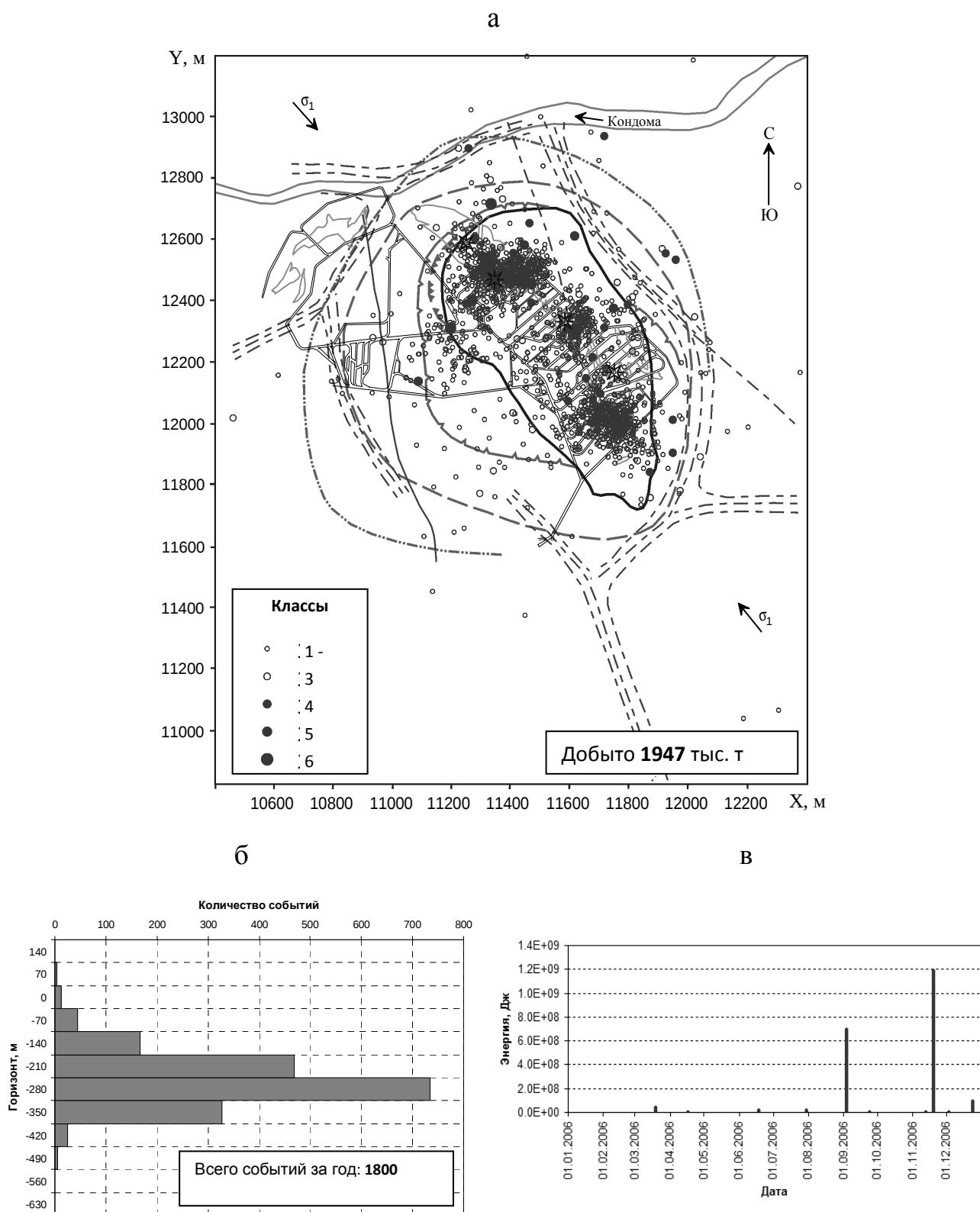


Рис. 5. Динамическая обстановка на Таштагольском руднике в 2006 году:
а – места проявления динамических событий на плане рудника, *б* – количество событий по добычным горизонтам, *в* – дата и энергия массовых и технологических взрывов, произведенных при добычных работах

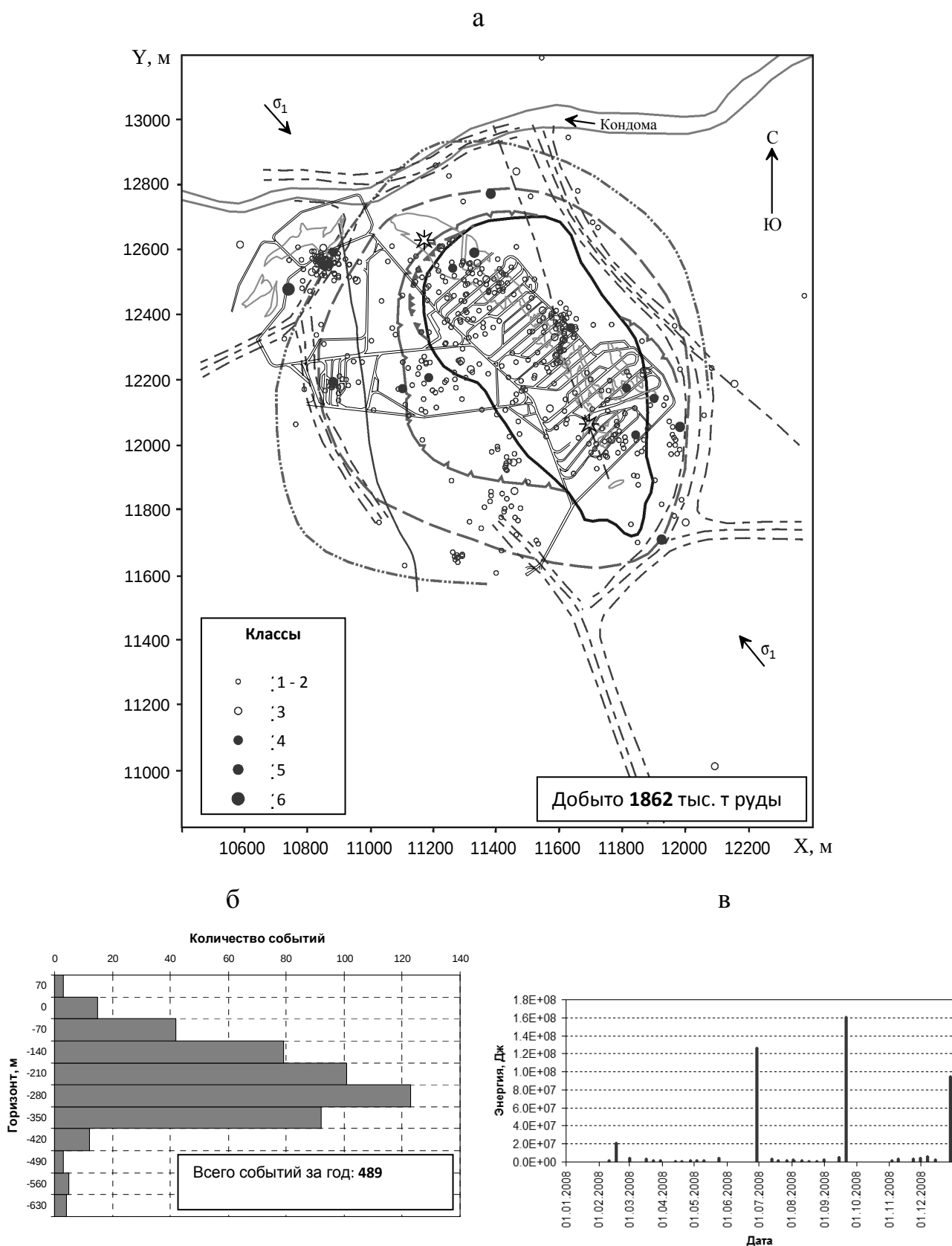


Рис. 6. Динамическая обстановка на Таштагольском руднике в 2008 году:

а – места проявления динамических событий на плане рудника, *б* – количество событий по добычным горизонтам, *в* – дата и энергия массовых и технологических взрывов, произведенных при добычных работах

Анализ собранной информации, позволяет отметить следующее:

- Статистика зарегистрированных событий убедительно подтверждает основные положения теории катастроф – динамические проявления горного давления неизбежны; наиболее крупные из них появляются редко;

- Основная масса динамических событий охватывает действующие горизонты, главным образом – 210 и – 280 м; вид распределения соответствует нормальному закону с величиной математического ожидания – 291 и коэффициентом вариации 25 %;

- На плане шахтного поля можно выделить три сформировавшиеся в период 1999–2007 гг. Зоны наиболее интенсивного проявления событий в динамической форме – это центральная часть и фланги в северной и южной стороне месторождения; в 2008 году они прекратили свое существование и на руднике сложилась более равновероятная и менее предсказуемая обстановка мест проявления динамических событий.

Работа выполнена при финансовой поддержке СО РАН (интеграционный проект № 61).

© А.В. Леонтьев, Н.А. Мирошниченко, 2010

УДК 624.153.7 + 531.7

А.А. Крамаджян, Е.П. Русин

ИГД СО РАН, Новосибирск

ОБ АВТОМАТИЗАЦИИ ИССЛЕДОВАНИЙ НАГРУЗОЧНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГРУНТОВЫХ АНКЕРОВ В НАТУРНЫХ УСЛОВИЯХ

Приведено описание конструкции и технологии монтажа поворотных грунтовых анкеров с гибким грузонесущим элементом. Сформулированы требования к автоматизированному измерительному комплексу для исследований в натурных условиях нагрузочных характеристик таких анкеров. Дано описание такого комплекса и изложены результаты испытаний с его помощью анкеров указанного типа в натурных условиях.

A.A. Kramadjian, E.P. Rusin

Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk,
Krasny Prospekt 54, 630091, Russian Federation

ON AUTOMATION OF GROUND ANCHOR LOAD DIAGRAM STUDY IN THE FIELD CONDITIONS

Design of turning ground anchors with flexible load-carrying element and method for their installation are described. Requirements to an automated measuring system for the study of the anchor load diagram in field conditions are formulated. Description of such system is given and results of the tests of this type of anchors in field conditions with the use of the system is set forth.

Одним из наиболее эффективных средств повышения устойчивости грунтовых массивов является их усиление анкерами. Анкерное крепление представлено широкой гаммой конструктивных решений и технологий [1–4]. Вместе с тем, большой объем работ по усилению грунтов заставляет специалистов всего мира обращаться к поиску все более надежных, простых, недорогих в изготовлении и монтаже конструкций анкеров [5]. Результатами такого поиска, проводимого в ИГД СО РАН, стали удовлетворяющие этим требованиям дилатансионные анкеры с замком из сыпучего материала и технологии для их возведения [6–8].

В настоящее время в ИГД СО РАН начаты работы с целью создания «песчаных» анкеров нового поколения [9], которые, наряду с высокой несущей способностью должны обеспечить простоту конструкции, экономичность, высокую производительность монтажа. Их основная конструктивно-технологическая особенность состоит в том, что при погружении в грунт грузонесущая плита (пята) анкера ориентирована торцом в направлении его перемещения, создавая минимальное сопротивление. Это позволяет

использовать для установки анкера легкую технику. Последующее натяжение тяги анкера обеспечивает разворот плиты в пространстве с нарастанием сопротивления F выдергиванию до его максимального значения F^* . Данная величина определяется свойствами грунта, площадью опорного элемента, прочностью троса. Анкеры этого типа получили название «поворотные грунтовые анкеры с гибким грузонесущим элементом и нарастающим сопротивлением выдергиванию» (далее – поворотные анкеры).

При приложении к поворотному анкеру выдергивающего усилия его плита совершает в грунте достаточно сложное движение. Понятие о нем можно получить из эксперимента с моделью анкера в плоском стенде (рис. 1). Продольное (параллельное оси скважины) перемещение u плиты сочетается с поперечным (перпендикулярное оси скважины) x , а также с поворотом. Кинематика плиты диктуется величиной эксцентриситета s точки B крепления к плите троса – то есть расстоянием от этой точки до центра A плиты (рис. 1а). В общем случае, при величине s более некоторого критического значения, плита способна совершить поворот более, чем на 180° (см. рис. 1а). Интересно, что при этом поперечный дрейф плиты по ходу нагружения меняет направление на противоположное (рис. 1б).

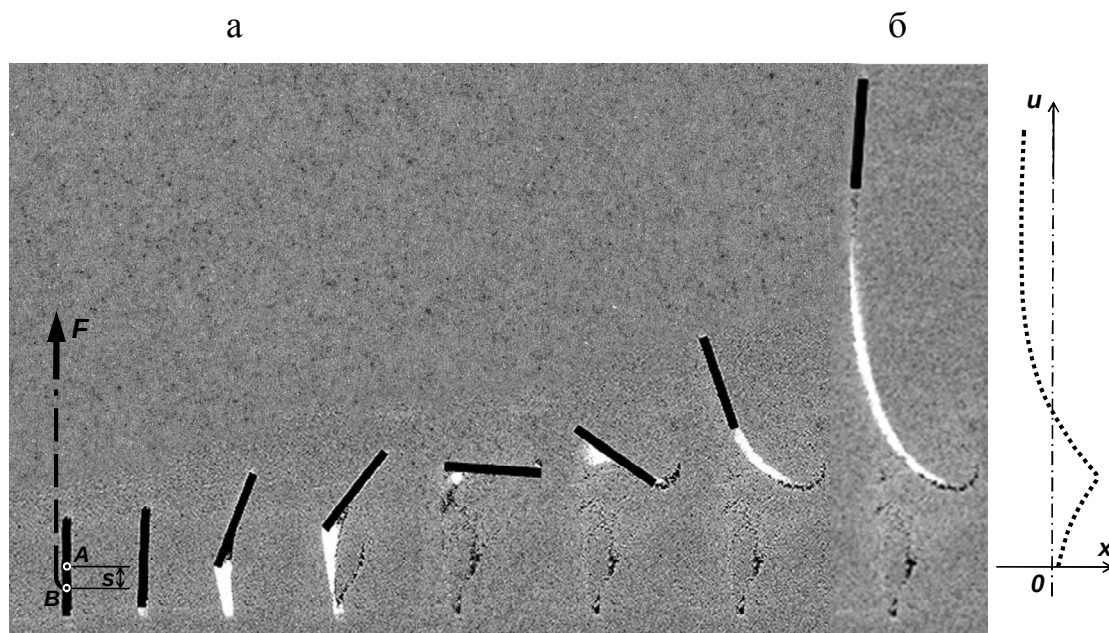


Рис. 1. Перемещение плиты поворотного анкера в грунте:

а) слева направо – последовательные стадии перемещения; б) траектория центра плиты. F – выдергивающая сила; A – центр плиты; B – точка крепления троса к плите; s – эксцентриситет точки B ; u , x – продольное и поперечное перемещения центра A плиты соответственно

— — — трос; — — — — — ось скважины; траектория центра A плиты

Важно то, что, как показали лабораторные эксперименты, по виду зависимости выдергивающего усилия F от перемещения u можно приближенно оценивать пространственное положение плиты (угол α ее поворота

относительно оси скважины), соответствующее точкам кривой $F(u)$. Это может быть продемонстрировано с использованием результатов представленного на рис. 1 лабораторного опыта. Диаграммы функций $F(u)$, $F(\alpha)$ и $\alpha(u)$ для него приведены на рис. 2. Видно, что диапазон перемещения $u = 50\text{--}60$ мм, на протяжении которого происходит переход кривой нагружения $F(u)$ на ее предельную ветвь (рис. 2а), соответствует переходу плиты через положение примерно перпендикулярное оси скважины при $\alpha \approx 90\text{--}105^\circ$ (рис. 2б, в).

Не вдаваясь в дальнейшие подробности, отметим только, что такая взаимосвязь позволяет в натурных условиях судить о положении плиты по характеру изменения нагрузочной характеристики $F(u)$ и соответственно корректировать ход нагружения анкера.

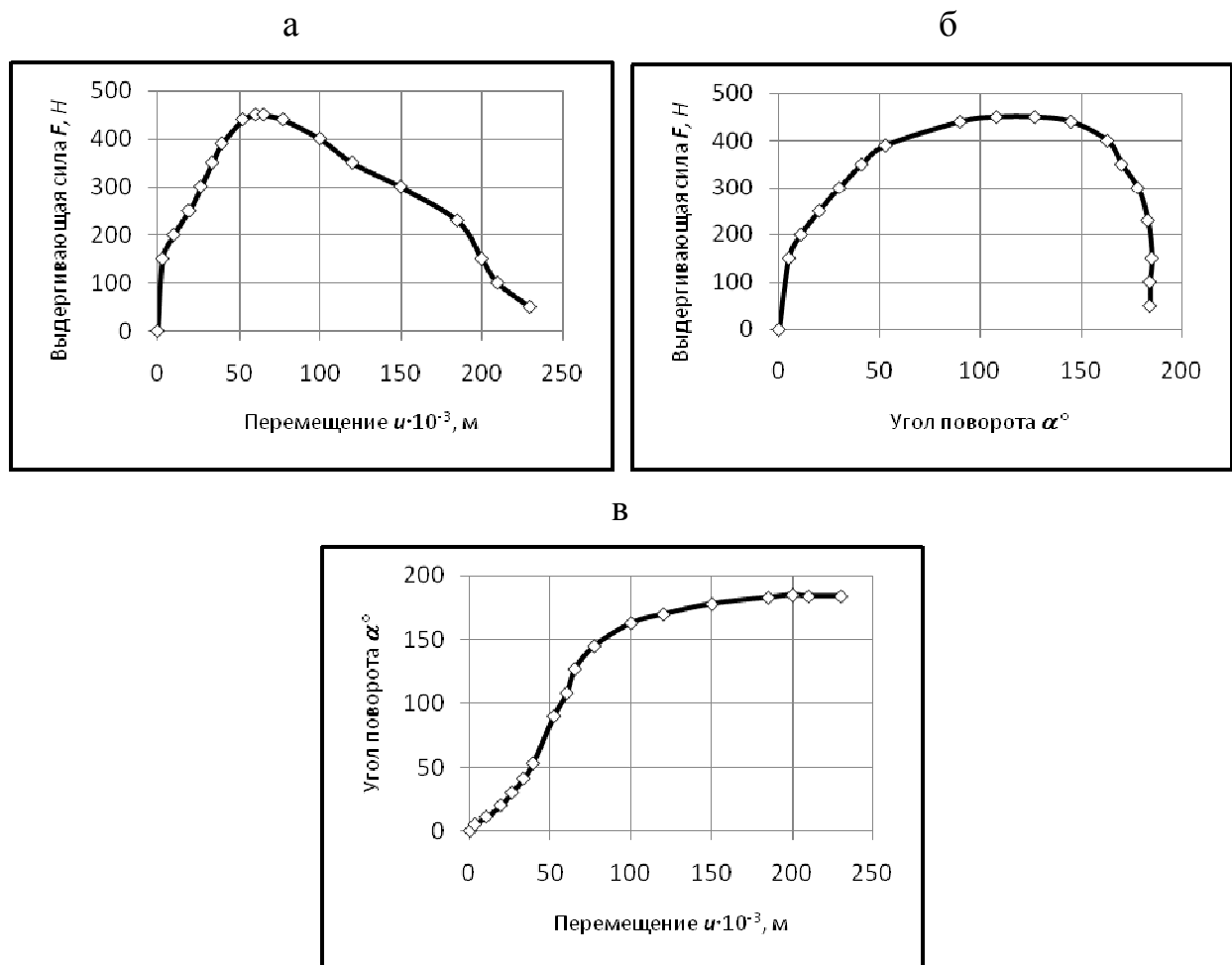


Рис. 2. Нагрузочные и кинематические характеристики анкера, полученные в стенде. Зависимости:

а) выдергивающей силы F от перемещения u ; б) выдергивающей силы F от угла поворота α плиты анкеров; в) угла поворота α плиты анкера от перемещения u

Другая особенность поворотных анкеров – достаточно большие величины перемещений, необходимых для приведения их в рабочее состояние и для нагружения до полной потери несущей способности. В частности, в эксперименте, показанном на рис. 1, эти величины составляют 1.25 и 5.75

продольного размера l плиты анкера соответственно. В натурном масштабе при l равном, например, 0.2 м, эти цифры выглядят как 0.25 и 1.15 м.

Из вышесказанного ясно, что в экспериментальных исследованиях поворотных анкеров для выявления всех необходимых нюансов механики их поведения необходимо подробно, то есть с высокой частотой дискретизации, фиксировать значения силы F и перемещения u при весьма большом диапазоне изменения последней характеристики.

Отсюда понятной становится целесообразность автоматизации натурных исследований поворотных анкеров с возможностью регистрации большого массива данных. Приобретенный в лабораторных и полевых исследованиях опыт стал основой для разработки в ИГД СО РАН технического задания на автоматизированный Программно-технический комплекс для испытания грунтовых анкеров (ПТК-ИГА). Комплекс запроектирован и изготовлен ООО НПФ «Индустриальные технологии», г. Новосибирск и совместно с ИГД СО РАН испытан в условиях полигона и стройплощадки, по результатам испытаний доработаны его механические части и программное обеспечение. Комплекс ПТК-ИГА (рис. 3) состоит из узла 1 встройки домкратов и датчиков, в который устанавливаются сменный гидравлический домкрат 2 с полым штоком, датчики силы 3 и перемещения 4, соединенные с блоком аналого-цифрового преобразования 5. Последний посредством интерфейсного кабеля 6 связан с блоком обработки данных, в качестве которого используется мобильный компьютер (на рисунке не показан). Выдергивающее усилие передается с домкрата 2 на тяговый трос 7 испытуемого анкера через кулачковый зажим 8. При необходимости трос 7 удерживается вспомогательным фиксатором 9. Домкрат 2 приводится в действие ручной гидравлической станцией 10.

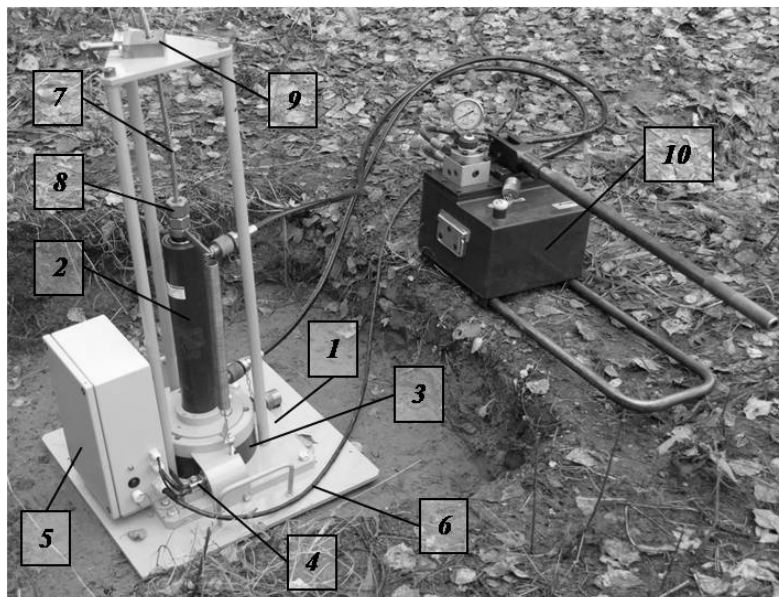


Рис. 3. Общий вид аппаратной части комплекса ПТК-ИГА:

1 – узел встройки домкратов и датчиков; 2 – гидравлический домкрат с полым штоком; 3 – датчик силы; 4 – датчик перемещения; 5 – блок аналого-цифрового преобразования; 6 – интерфейсный кабель; 7 – тяговый трос анкера; 8 – зажим троса; 9 – вспомогательный фиксатор троса; 10 – насосная станция

Нагрузочная часть комплекса рассчитана на усилие до 500 кН и ход нагружения до 250 мм, при недостаточности этого хода нагружение ведется ступенями с перехватом троса.

Программная часть комплекса разработана на основе программы LabView и представляет собой виртуальный прибор с органами управления, с помощью которых можно вводить изменения условий проведения эксперимента, осуществлять калибровку датчиков, изменять конфигурацию измерительной системы и корректировать ход процесса указателем мыши и с клавиатуры.

В ходе эксперимента регистрируются текущие значения выдерживающей силы и перемещения тягового троса. Массив данных запоминается в памяти мобильного компьютера как в реальном времени по ходу проведения эксперимента, так и после окончания эксперимента в виде файлов на жестком диске.

В качестве примера приведем результаты проведенных с использованием комплекса ПТК-ИГА испытаний одного из вариантов конструкции поворотного анкера с размерами грузонесущей плиты 150×200×10 мм в условиях стройплощадки. В результате эксперимента для данного анкера была зафиксирована нагрузочная характеристика $F(u)$ (рис. 4), по виду которой можно заключить следующее. Специальные конструктивные мероприятия, описание которых в данной публикации в связи с патентованием опущено, позволили на небольшом перемещении (около 50 мм) набрать более 80 % полной несущей способности. Благодаря этим же мероприятиям максимальное значение выдерживающей силы достигнуто при перемещении 135 мм, что составляет всего около 0.68 продольного размера плиты. При дальнейшем нагружении величина F почти не изменялась, что говорит о достижении максимально возможного для данных условий угла поворота плиты. Некоторое снижение F можно отнести, вероятно, на счет небольшой глубины заложения анкера, то есть близости дневной поверхности. Пилообразный вид диаграммы $F(u)$ объясняется циклическим действием ручного поршневого насоса гидравлической станции и упругими свойствами грузонесущего троса анкера. Анализ данных описанного здесь автоматизированного эксперимента позволил определить испытанный вариант конструкции анкера как перспективный для дальнейшей доработки и внедрения.

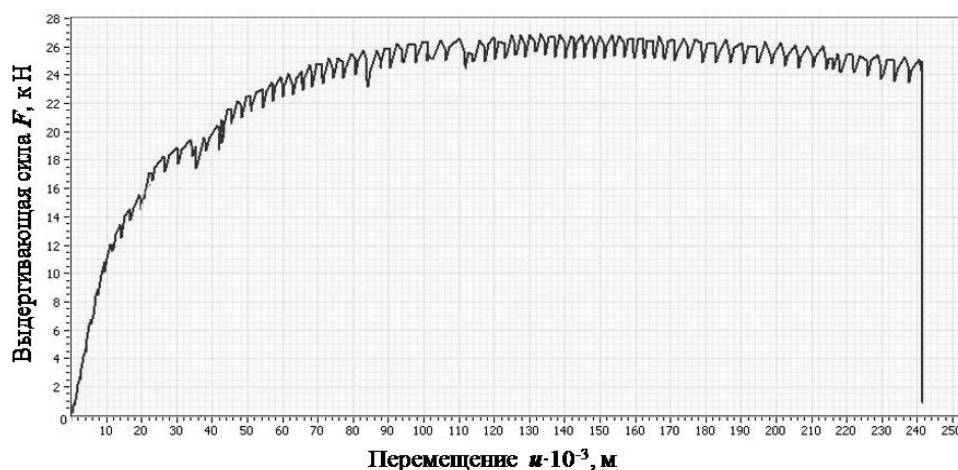


Рис.4. Зарегистрированная в условиях стройплощадки с использованием комплекса ПТК-ИГА нагрузочная характеристика одного из вариантов конструкции поворотного анкера

Таким образом, в результате разработки автоматизированного Программно-технического комплекса для испытания грунтовых анкеров ПТК-ИГА создан эффективный исследовательский инструмент для полевых и натурных условий. ПТК-ИГА позволяет значительно снизить трудоемкость экспериментальных работ, повысить точность и детальность фиксируемых нагрузочных характеристик, получить более полную информацию для анализа механического поведения грунтовых анкеров различных конструкций.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Xanthakos, P.P. Ground Anchors and Anchored Structures [Текст] / P.P. Xanthakos – Англ. / Wiley, John & Sons. –1991. – 708 pp.
2. Strebel, R. Erd- und Felsanker – Ein state-of-the-art-report – Interne Berichte Nr.5 [Текст] / R. Strebel – Нем. / ETH-Zurich. – 1995. – 48 pp.
3. Barley, A.D., and Windsor C.R. Recent advances in ground anchor and ground reinforcement technology with reference to the development of the art [Текст] – Англ. / A.D. Barley, C.R. Windsor/ Proceedings of GeoEng 2000, International Conference on Geotechnical and Geological Engineering, Melbourne, November 12 – 19, 2000. – Pp. 1084–1094.
4. Смородинов, М.И. Анкерные устройства в строительстве [Текст] / М.И. Смородинов / М.: Стройиздат. – 1983. – 183 с.
5. Widmann, R., ed. Anchors in Theory and Practice [Текст] / R. Widmann (ed.) – Англ. / – Proceedings of the International Symposium on Anchors in Theory and Practice. Salzburg, Austria, 9-10 October 1995. – A.A.Balkema, Rotterdam, Brookfield, 1995. – 459 pp.
6. Stazhevsky S., Kolymbas D. Vorgespannte Anker nach dem Dilatanzprinzip [Текст] / S. Stazhevsky, D. Kolymbas – Нем. // Geotechnik, No.4, 1993. – Pp. 202–203.
7. Stazhevsky S.B., Kolymbas D. Sand-anchors, theory and application [Текст] / S. Stazhevsky, D. Kolymbas – Англ. / Anchors in Theory and Practice. Proceedings of the International Symposium on Anchors in Theory and Practice. Salzburg,

Austria, 9 – 10 October, 1995. – A.A. Balkema, Rotterdam, Brookfield, 1995. – Pp. 367-371.

8. Русин Е.П., Смоляницкий Б.Н., Стажевский С.Б. Грунтовые анкеры, машины и технологии для их монтажа [Текст] / Е.П. Русин, Б.Н. Смоляницкий, С.Б. Стажевский // ФТПРПИ. – 2007. – № 6. – С. 82 – 88.

9. Стажевский С.Б. и др. Грунтовый анкер [Текст] / С.Б. Стажевский / Патент РФ № 2366779. – БИ № 25. – 2009.

© А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, 2010

УДК 622.831

А.А. Крамаджян, Е.П. Русин

ИГД СО РАН, Новосибирск

О МЕТОДЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ДЕФОРМИРОВАНИЯ И СТРУКТУРЫ СЫПУЧЕГО МАТЕРИАЛА В ПРОХОДЯЩЕМ СВЕТЕ

Рассмотрена и на примере процесса выпуска сыпучего материала из емкости продемонстрирована возможность применения проникающего светового излучения для визуализации картин деформирования и структуры сыпучей среды.

A.A. Kramadjian, E.P. Rusin

Institute of Mining, Novosibirsk

ON THE METHOD FOR STUDY OF GRANULAR MATERIAL DEFORMATION PROCESSES AND STRUCTURE IN TRANSMITTED LIGHT

The paper discusses and demonstrates a possibility of the use of penetrating visible light radiation for visualization of granular media strain patterns and structure. The presentation is based on an example of granular material discharge from a reservoir.

При исследованиях процессов деформирования сыпучих сред используется, как правило, визиопластический метод. При этом в поверхностном слое исследуемого образца (модели) формируются контрастные по цвету с основным материалом прослойки, по изменениям конфигурации которых в ходе нагружения выявляются закономерности и область деформирования. Однако, обеспечивая возможность построения картины деформирования, данный метод оставляет вне поля зрения изменения структуры образца. Кроме того, метод достаточно трудоемок и способен повлиять на исходные свойства материала, а значит, и на сам процесс.

Между тем известно, что деформирование сыпучих материалов сопровождается изменениями их структуры и ее важнейшей характеристики – плотности упаковки (пористости). Это позволяет, в принципе, отслеживать и область деформирования, и структуру материала в ней посредством проникающего излучения. Известны отдельные попытки такого рода с использованием в качестве проникающего излучения рентгеновских лучей [1; 2]. Однако это направление не получило развития – как в силу технической сложности ведения таких работ, так и небезопасности их проведения из-за вредного действия рентгеновских лучей.

В этой связи представляется естественной идея использования в качестве проникающего излучения световых лучей, применение которых не отягощено указанными выше обстоятельствами. Суть идеи состоит в получении теневых картин деформируемого сыпучего тела путем его просвечивания. Можно ожидать, что локальные изменения структуры и, соответственно, оптической плотности материала при приложении к нему нагрузки проявятся на таких картинах и позволят выявить как границы охваченных деформациями областей, так и структуру материала в них.

Проблема состоит в относительно невысокой проникающей способности световых лучей. Их интенсивность при прохождении среды, в частности сыпучей, резко падает вследствие поглощения по известному экспоненциальному закону Бугера – Ламберта

$$J = J_0 e^{-km},$$

где J – интенсивность лучей, прошедших через слой среды; J_0 – интенсивность падающих лучей; k – показатель поглощения, характеризующий свойства вещества; m – толщина слоя среды.

Поэтому получение теневой картины посредством световых лучей возможно лишь при ограниченной толщине m просвечиваемого слоя и использовании материалов с относительно небольшими значениями показателя поглощения k .

В серии предварительных опытов было установлено, что подходящими в указанном отношении модельными материалами являются, в частности, мраморная крошка, кристаллические сахар и соль, различные крупы, семена, злаки, древесные опилки. В зависимости от интенсивности J_0 падающих лучей эти обладающие относительно небольшой поглощательной способностью материалы могут просвечиваться при толщине их слоя от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров.

Апробация идеи была осуществлена на примере выпуска сыпучего материала. Данный технологический процесс широко применяется в различных отраслях производства, в том числе и в горном деле – при извлечении раздробленного полезного ископаемого из обрушенных блоков и различного рода бункерных устройств. Известно [3–5], что выпуск сопровождается разрыхлением сыпучего материала в пределах области течения, формирующейся в массиве сыпучего с началом операции выпуска. Это позволяет надеяться на возможность визуализации картины выпуска в проходящем свете.

Эксперименты проводились на установке, представленной на рис. 1. Она содержит замкнутую светонепроницаемую камеру 1 с установленным у одной из ее торцовых стенок источником света 2. В окне противоположной стенки камеры 1, установлен прямоугольной формы плоский бункер 3 с прозрачными передней и задней стенками из стекла. В горизонтальном днище бункера 3 располагается прямоугольное выпускное отверстие 4, поперечный размер которого равен расстоянию между передней и задней стенками бункера, а ширина l может меняться. Под отверстием 4 установлен ленточный питатель 6, посредством которого производится выпуск сыпучего материала 5 из бункера 3.

Световой поток от источника 2 после прохождения им через слой сыпучего материала 5 в бункере 3 воспринимается и регистрируется приемником светового излучения 7 (цифровым фотоаппаратом).

Поперечный размер бункера 3, характеризующий толщину m слоя сыпучего 5, мог изменяться посредством смещения его стенок в пределах 2–20 мм. Два других его размера оставались неизменными: ширина – 60 мм, высота – 120 мм. Средние размеры d частиц используемых сыпучих материалов составляли от 0.2 мм до 1 мм. Ширина l выпускного отверстия принималась не менее $10d$, что исключало возможность образования над ним статических сводов.

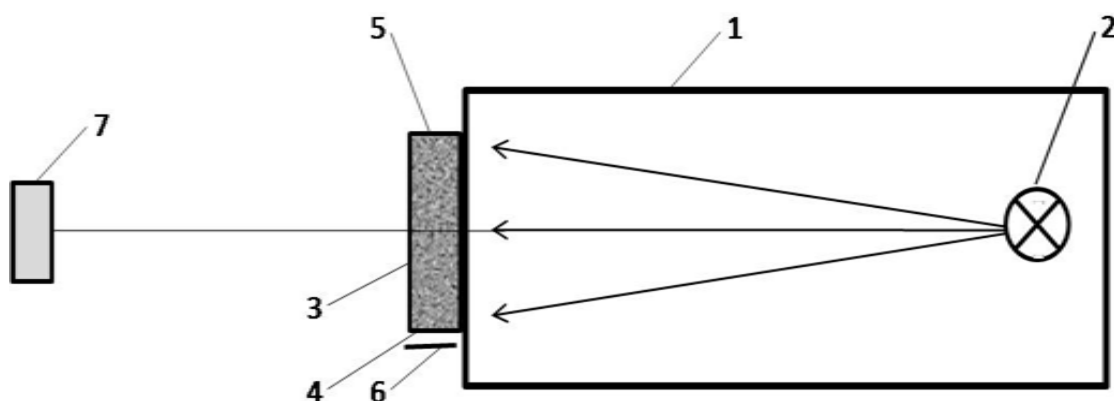


Рис. 1. Схема установки для визуализации картины выпуска

При выборе толщины m слоя конкретного сыпучего материала руководствовались, прежде всего, тем, чтобы обеспечивалось прохождение световых лучей через этот слой (просвечивание) и чтобы их интенсивность J оставалась достаточной для регистрации приемником 7. Кроме того, в целях обеспечения условий плоского деформирования сыпучего материала в бункере и получения контрастной картины выпуска, выдерживалось определенное соотношение между толщиной m просвечиваемого слоя и размером d частиц сыпучего материала, а именно $m/d \geq 10$, которое было принято по результатам предварительных опытов.

В целях получения однородной плотной засыпки загрузка бункера сыпучим материалом осуществлялась, как правило, “дождем”. Источник света имел матовую поверхность, что обеспечивало одинаковую интенсивность J_0 падающих лучей по поверхности бункера. Фотосъемка теневой картины производилась в полной темноте или при слабом освещении.

Проиллюстрируем возможности метода.

На рис. 2 представлены характерные теневые картины выпуска, отражающие процесс на ряде его последовательных стадий. Сыпучее – мраморная крошка фракции 0.2–0.5 мм ($d \approx 0.3$ мм), толщина просвечиваемого слоя $m = 5$ мм ($m/d \approx 15$), ширина выпускного отверстия $l = 5$ мм ($l/d \approx 17$).

На картинах отчетливо прослеживается формирование над выпускным отверстием некоторой области с выраженными границами, которая выделяется на фоне окружающего массива повышенной яркостью. Она, как видно, принимает эллиптическую форму на начальной стадии выпуска (рис. 2, а),

расширяется и вытягивается вдоль вертикальной оси на последующих его стадиях (рис. 2б, в) и, наконец, с выходом на свободную поверхность, трансформируется в канал с параллельными границами, сопряженный сверху с воронкой выпуска (рис. 2, г).

Понятно, что визуализация данной области обусловлена изменением в ее пределах в процессе выпуска плотности упаковки сыпучего материала, а именно разрыхлением, ведущим к увеличению пропускательной способности.

Причиной и условием разрыхления (как и изменения плотности упаковки вообще) является, как известно, деформация материала. Поэтому можно предположить, что наблюдаемая в проходящем свете область разрыхления является одновременно и областью течения (деформирования).

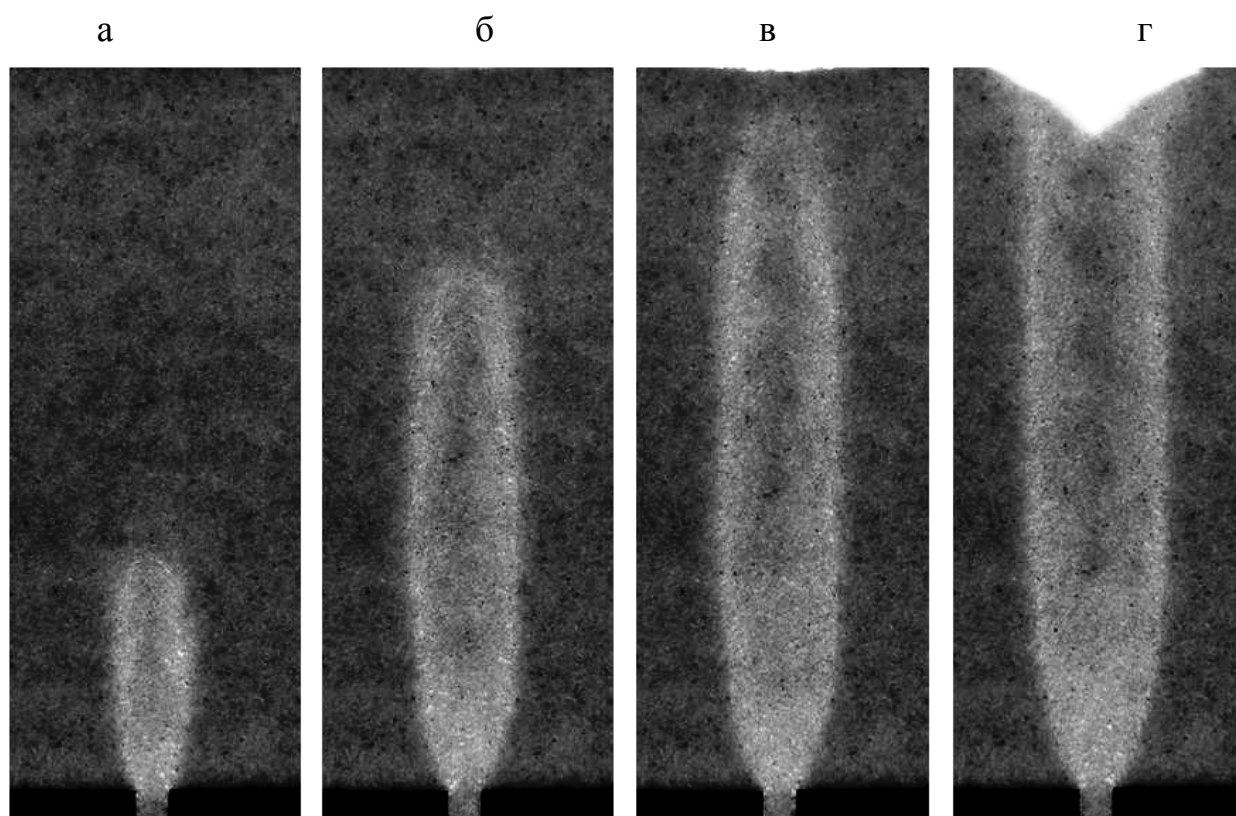


Рис. 2. Теневые картины выпуска

Наглядным подтверждением тому служит рис. 3, на котором представлены две картины одной из стадий выпуска, полученные в прежних условиях, но при наличии прослоек. Одна (рис. 3, а) выявлена принятым визиопластическим методом (в отраженном свете), другая (рис. 3, б) – методом просвечивания (в проходящем свете). Если на первой визуализируется только деформационная картина, то на второй, кроме того, и область разрыхления. На рис. 3б отчетливо видно, что границы области течения, которые представлены на деформационной картине точками перегиба прослоек, располагаются точно по границе области разрыхления.

Следовательно, по теневой картине выпуска удастся непосредственно проследить за формированием области течения и ее границами на всем их протяжении. Это тем более важно, что вопросы формирования и геометрии данной области до настоящего времени остаются открытыми.

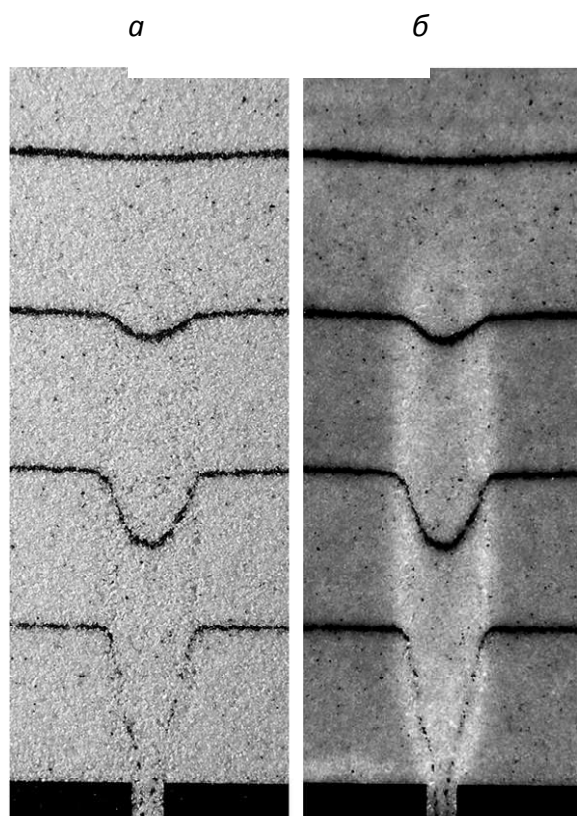


Рис. 3. Картина выпуска в отраженном (а) и проходящем (б) свете

Вместе с областью течения на теневых картинах выпуска через распределение яркости проявляется и структура сыпучего материала в пределах этой области. Видно, например, что она существенно неоднородна (см. рис. 2, рис. 3, б). Предельно рыхлую структуру материал приобретает в полосах скольжения вдоль границ области течения, а также в сужающемся ее участке над выпускным отверстием. В то же время, структура центральной ее зоны (ядра) остается достаточно плотной. Прослеживается становление и эволюция с выпуском этих характерных участков области течения. Просматривается упорядоченная структура материала в полосах скольжения.

Еще один пример теневой картины выпуска представлен на рис. 4. Здесь в качестве сыпучего использован материал со слабым сцеплением – древесные опилки. Размер частиц и толщина слоя те же, что и в вышерассмотренных примерах ($d \approx 0.3\text{ мм}$; $m = 5\text{ мм}$), но существенно увеличена ширина отверстия – $l = 30\text{ мм}$ ($l/d \approx 100$). Такова же (30 мм) и высота слоя сыпучего в бункере.

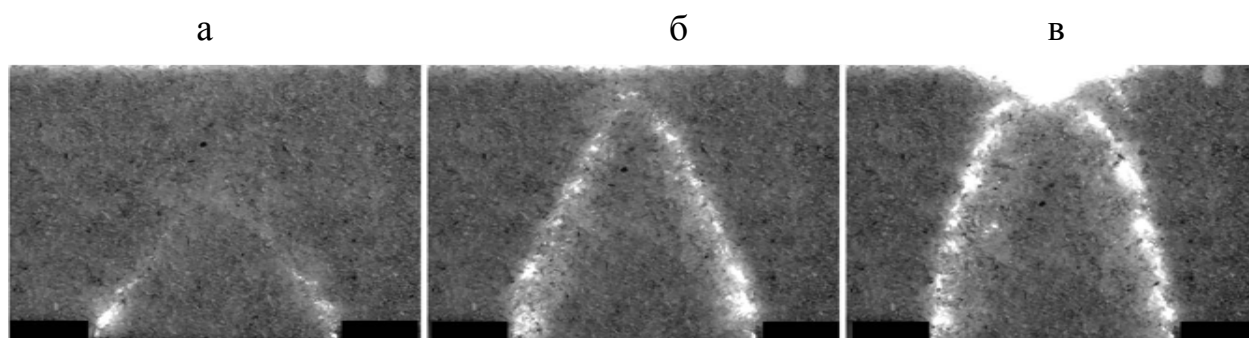


Рис. 4. Теневые картины выпуска материала со слабым сцеплением

В данных условиях по изменениям структуры материала в процессе выпуска удастся детально проследить формирование области течения в окрестности выпускного отверстия. Границы этой сводчатой формы области отчетливо просматриваются от момента ее зарождения (рис. 4, а) и до выхода на свободную поверхность (рис. 4, в) благодаря интенсивному разрыхлению материала вдоль них, переходящему в локальные разрывы сплошности.

Таким образом, проникающее световое излучение действительно позволяет выявить картину происходящих в процессе выпуска изменений структуры сыпучей среды, характер, степень и область этих изменений.

Выше представлены лишь отдельные результаты, иллюстрирующие, на примере выпуска, возможности метода. Но уже они свидетельствуют о целесообразности применения проникающего светового излучения для исследования процессов деформирования сыпучих материалов. В настоящее время ведутся работы по совершенствованию методики и расширению области подобных исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Roscoe, K.H. Tenth Rankine Lecture: The influence of strains in soil mechanics // *Géotechnique*. – 1970. – V.20. – No.2. – Pp. 129–170.
2. Гордон Б.Е. Оценка физического подобия при исследовании механики выпуска руды на моделях // *Горный журнал*. – 1954. – № 6. – С. 12–17.
3. Дубынин Н.Г. Выпуск руды при подземной разработке. – М.: Недра, 1965. – 267 с.
4. Квапил Р. Движение сыпучих материалов в бункерах. – М.: Госгортехиздат, 1961. – 80 с.
5. Малахов Г.М., Безух Р.В., Петренко П.Д. Теория и практика выпуска руды. – М.: Недра, 1968. – 310 с.

© А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, 2010

УДК 628.831

В.Д. Барышников, Л.Н. Гахова

ИГД СО РАН, Новосибирск

ФОРМИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВБЛИЗИ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК В ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЕ ОТ ОТКРЫТОЙ К ПОДЗЕМНОЙ ОТРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для анализа напряженно-деформированного состояния массива горных пород вблизи подготовительных горных выработок, пройденных под дном карьера рудника «Айхал» АК «АЛРОСА» в переходной зоне от открытой к подземной отработке месторождения и разноориентированных относительно выработанного пространства карьера, используется комбинация результатов расчетов, полученных из решения плоских задач с учетом геометрии выработанного пространства и трехмерных расчетов, полученных из решения модельных задач. Обоснованы параметры и условия размещения горных выработок.

V.D. Baryshnikov, L.N. Gakhova

Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk,
Krasny Prospekt 54, 630091, Russian Federation

ROCK MASS STRESS STATE IN THE VICINITY OF ROADWAYS IN THE OPEN TO UNDERGROUND MINING TRANSITION ZONE

ALROSA LLC has accomplished transition from open to underground mining below the bottom of the “Aikhal” open pit, where temporary roadways are driven in different orientation against the open pit waste area. The paper analyzes stress-strain state of rock masses in the vicinity of the roadways by combining 2D problem results, relying upon the waste area geometry, and 3D modeling results. Parameters and layout of the roadways are substantiated.

Многообразие геологических условий месторождений требует, в большинстве случаев, индивидуального подхода к геомеханическому анализу сложившейся горнотехнической ситуации на этапе перехода к подземной разработке. Обоснование мер оптимального управления геомеханической ситуацией, обеспечивающих своевременное предсказание опасных проявлений и снижение их мощности, при недостаточной изученности геомеханических условий разработки, свойственной начальному этапу строительства подземного рудника, может производиться методами математического моделирования напряженно-деформированного состояния (НДС) горного массива, позволяющими дать предварительную оценку состояния и проследить характер его изменений на различных этапах отработки. Точность полученных оценок

определяется соответствием принятых в расчетной модели параметров реальному состоянию и свойствам массива, а также достоверностью информации о границах исследуемой области. Дальнейшее использование инструментальных и визуальных наблюдений дает возможность прогнозировать изменения геомеханического состояния в процессе ведения горных работ, уточнять математическую модель массива, формулировать критерии его безопасного состояния, обосновывая пределы параметров критического деформирования массива и, в конечном итоге, влиять на принятие тех или иных технических решений.

Моделирование НДС массива горных пород методом граничных интегральных уравнений.

В принятой математической модели горный массив предполагается однородным изотропным материалом. Задачи решались методом граничных интегральных сингулярных уравнений [1]. Точное решение объемных задач для анализа геомеханических условий разработки, требующее достоверной горно-геологической информации и широкого спектра свойств массива, зачастую невозможно из-за отсутствия необходимых исходных данных. В этих условиях наиболее приемлемым можно считать решение трехмерных модельных задач, носящее оценочный характер (в модельных задачах упрощена, как правило, геометрия объекта, свойства массива и т.п.). По данным моделирования, допуская определенную погрешность, можно вносить поправку за счет объемного напряженного состояния в результаты, полученные из решений задач в плоской постановке – менее трудоемких, но позволяющих точнее учесть геометрию объекта и структуру массива. Последующее уточнение установленных на основе упрощенной модели закономерностей распределения НДС массива производится по данным визуальных и инструментальных наблюдений за состоянием конструктивных элементов.

В качестве примера использования комбинации плоских и трехмерных расчетов рассматривается задача о напряженном состоянии в окрестности орта, расположенного ниже дна карьера рудника «Айхал» АК АЛРОСА. Задачи решались в трехмерной и плоской постановке.

Конфигурация карьера (вытянутое эллипсовидное пространство с соотношением осей 1 : 6,5) позволяет считать приемлемыми расчеты в плоской постановке (в плоскости XZ, рис. 1). В расчетах предполагается, что выработанное пространство заполнено обрушенной породой. В исходном состоянии в массиве:

$$\sigma_x^0 = \sigma_y^0 = \sigma_z^0 = -\gamma H \quad (1)$$

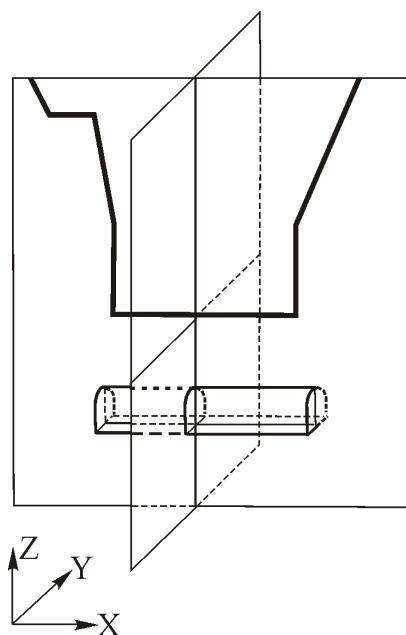


Рис. 1

где γ – объемный вес, МН/м³, Н – глубина, м. Напряженное состояние в массиве с открытым очистным пространством:

$$\bar{\sigma}_x = \sigma_x^0 + \sigma_x^{(1)}; \bar{\sigma}_y = \sigma_y^0 + \sigma_y^{(1)}; \bar{\sigma}_z = \sigma_z^0 + \sigma_z^{(1)} \quad (2)$$

$\sigma_x^{(1)}, \sigma_y^{(1)}, \sigma_z^{(1)}$ – дополнительные напряжения, обусловленные возмущением исходного поля напряжений выработанным пространством.

В условиях плоской деформации [10]:

$$\sigma_y^{(1)} = \nu(\sigma_x^{(1)} + \sigma_z^{(1)}), \quad (3)$$

где ν – коэффициент Пуассона. Следовательно,

$$\bar{\sigma}_y = -(1 - 2\nu)\gamma H + \nu(\bar{\sigma}_x + \bar{\sigma}_z) \quad (4)$$

На рис. 2 – эпюры напряжений в массиве под дном карьера вдоль линии, параллельной оси Х (– 40 – 30 м).

В массиве с установившимся полем напряжений проходят орт (протяженная выработка, продольная ось которой направлена вдоль оси Х). В данном случае напряжения вдоль оси выработки меняются (обобщенная плоская деформация). Напряженное состояние в окрестности орта:

$$\sigma_x = \bar{\sigma}_x + \sigma_x^{(2)}; \sigma_y = \bar{\sigma}_y + \sigma_y^{(2)}; \sigma_z = \bar{\sigma}_z + \sigma_z^{(2)} \quad (5)$$

$\sigma_x^{(2)}, \sigma_y^{(2)}, \sigma_z^{(2)}$ – дополнительные напряжения, обусловленные возмущением поля напряжений в окрестности выработанного пространства карьера от проходки орта и полученные из решения задачи о НДС для полуплоскости (УЗ) с полостью, имеющей форму поперечного сечения орта.

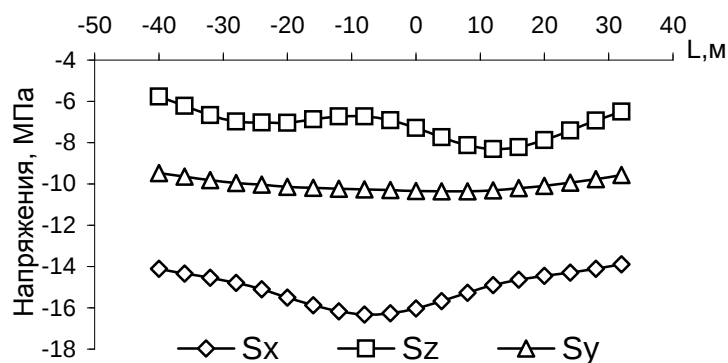


Рис. 2. Эпюры напряжений

Для обоснования правомерности использования комбинации решений плоских задач в анализе НДС окрестностей выработки, размещенной ниже дна карьера перпендикулярно большой оси протяженного карьера, решена модельная трехмерная задача, в которой карьер аппроксимирован

усеченным эллипсоидным конусом с соотношением осей 1 : 6,5. Нижнее основание конуса соответствует отметке дна карьера. Под центральной его частью размещена выработка протяженностью 50 м.

В табл. 1 приводятся значения $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ в точках контура выработки из решения трехмерной задачи (вертикальное сечение в средней части выработки) и полученные сформулированным выше способом из комбинации плоских решений. Сравнение дает основание говорить, что различие представленных результатов (до 15%) не превосходит значений, обусловленных соответствием

принятых в расчетной модели параметров реальному состоянию и свойствам массива. Полученные результаты можно считать оценкой сверху.

Таблица 1 Напряженное состояние конструктивных элементов выработки со сводчатой формой поперечного сечения

Конструктивный элемент выработки	Трехмерное решение			Комбинация плоских решений		
	σ_x	σ_y	σ_z	σ_x	σ_y	σ_z
почва	6,2	-10,1	0,0	-7,3	-10,9	0,0
борт	-5,1	0,0	-4,5	-5,7	0,0	-5,0
кровля	-9,7	-17,9	0,0	-10,1	-21,7	0,0

Анализ результатов расчетов

1. Для оценки состояния нарезных выработок при подэтажной выемки запасов рудника «Айхал» рассмотрен вариант их размещения в 15 м ниже дна карьера. Исходное поле напряжений в расчетах принято гидростатическим, т. е. вертикальные и горизонтальные напряжения равны весу налегающей толщи пород. В соответствии с проектом прочность пород на сжатие $\sigma_c = -34$ МПа (с учетом коэффициента структурного ослабления $k = 0,7$ $\sigma_c = -24$ МПа); прочность пород на растяжение $\sigma_t = 0,5$ МПа. Форма поперечного сечения нарезных выработок принята эллиптической [2].

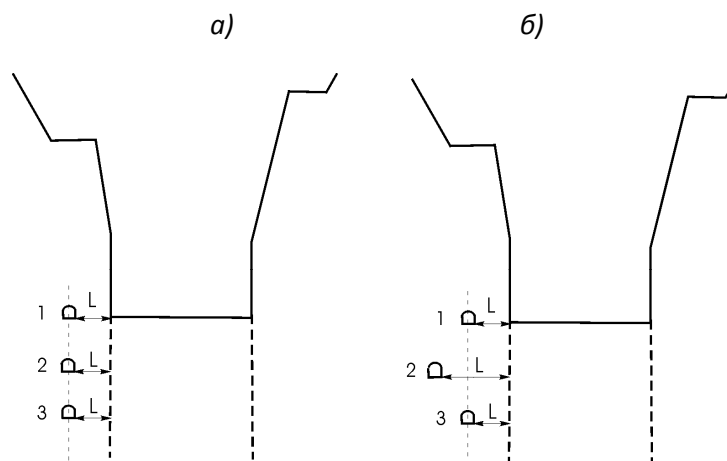
В табл. 2 приводятся значения вертикальных напряжений в борту и горизонтальные напряжения в кровле нарезных выработок, ориентированных по простиранию (штреки) и вкрест простирания (орты) рудного тела. Штреки пройдены в центральной части рудного тела (штрек 1) и по границе рудного тела с вмещающими породами (штрек 2).

Таблица 2

Выработка	Горизонтальные напряжения в кровле, МПа	Вертикальные напряжения в борту, МПа
штрек 1	-62,4	0,7
штрек 2	-45,4	-4,6
орт	-12,3	-2,3

Полученные результаты позволяют говорить об ортовой подготовке, как наиболее предпочтительной, т.к. горизонтальные напряжения в кровле ортов значительно ниже критических; в его бортах – сжимающие σ_z .

2. Исследовался вопрос оптимального размещения транспортных выработок (далее выработок) в переходной зоне от открытой к подземной



отработки. Предполагалось, что расстояние от зоны сопряжения дна и борта карьера должно обеспечить устойчивое состояние выработок на весь период отработки подкарьерных запасов. Расчеты проводились для трех транспортных выработок, удаленных по глубине на 15 м друг от друга с совпадающей вертикальной осью (рис. 3а) и со смещенной на 5 м осью средней выработки (рис. 3, б). Расстояние от выработок до контура рудного тела (L) варьировалось в пределах $10 \div 20$ м.

В массиве горных пород вблизи контура карьера наблюдается разгрузка от исходных напряжений, действующих на соответствующей глубине. На участках сопряжения бортов и дна карьера – зоны концентрации напряжений на расстоянии 5–6 м от контура карьера [3]. Размещение транспортных выработок на расстоянии 10 м от контура формируемого борта карьера (рис. 4) приводит к появлению наибольших сжимающих σ_x в кровле выработок (рис. 4, а).

3. В верхней части борта выработки 1, удаленной от контура карьера, – растягивающие σ_z . Необходимо отметить, что области критических сжимающих напряжений выработок 1, 2 при удалении их на 10 м от контура рудного тела смыкаются и ослабляет эти участки подкарьерного массива.

В табл.3 отражены размеры области критических растягивающих и сжимающих напряжений в выработках 1–3 на удалении их от контура рудного тела на 10 м и 20 м.

Смещение оси выработки 2 относительно осей выработок 1,3 на 5 м

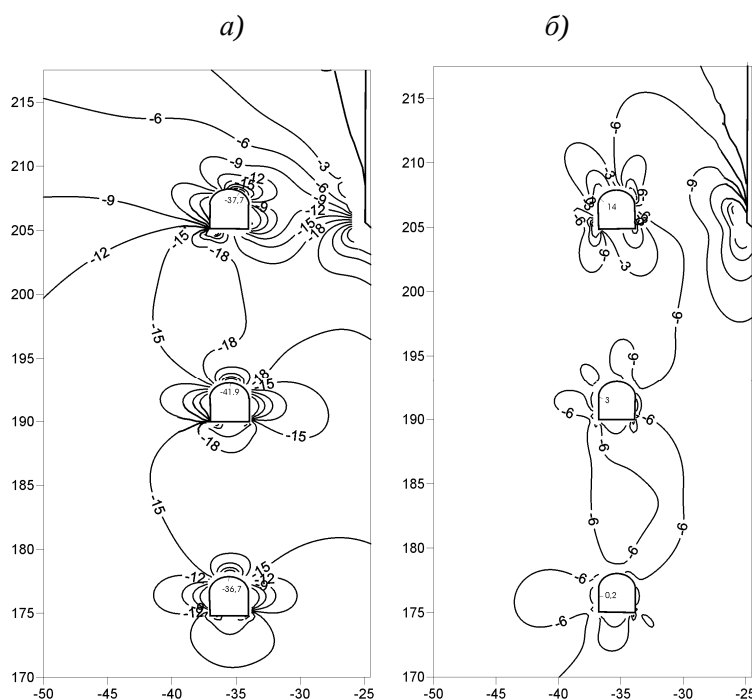


Таблица 3

L, м	Номер выработки	Параметры зоны критических σ_x ($\sigma_x < \sigma_c$)		Параметры зоны критических σ_z ($\sigma_z > \sigma_t$)	
		Глубина зоны, м	Размер по контуру выработки, м	Глубина зоны, м	Размер по контуру выработки, м
10	1	0,5	1,2	1,5	1,5
	2	0,5	1	0,4	1
	3	0,3	0,8	0,3	0,8
20	1	0,4	0,8	1,2	1
	2	0,2	0,5	0,3	1
	3	0,2	0,6	0,2	0,3

ВЫВОДЫ

Показана возможность использования для анализа геомеханической ситуации комбинации результатов расчетов, полученных из решений плоских задач с учетом геометрии выработанного пространства и трехмерных расчетов, полученных из решений модельных задач.

Результаты предложенного подхода позволили для конкретных условий рудника «Айхал» АК АЛРОСА:

- Дать оценку состояния нарезных выработок при подэтажной выемки запасов и признать в качестве наиболее перспективной ортовую подготовку;
- Обосновать удаление транспортных выработок от границ рудного тела на расстояние 18–20 м.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Машуков В.И., Гахова Л.Н. Приложение метода сингулярных интегральных уравнений к задачам механики горных пород. / Деп. В ВИНТИ 1996 № 5093 – В86.
2. Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Обоснование формы сечения нарезных выработок при отработке подкарьерных запасов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2001. – № 1.
3. Барышников В.Д., Гахова Л.Н. Напряженное состояние массива в окрестности подземных горных выработок, в бортах и ниже дна карьера // ФТПРПИ. – 2001. – № 5.

© В.Д. Барышников, Л.Н. Гахова, 2010