

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКАЯ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ГЕОДЕЗИЧЕСКАЯ АКАДЕМИЯ»
(ФГБОУ ВПО «СГГА»)

VIII Международные научный конгресс и выставка

ИНТЕРЭКСПО ГЕО-СИБИРЬ-2012

Международная научная конференция

**НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ. ГОРНОЕ ДЕЛО.
НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ПОИСКА,
РАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

Т. 2

Сборник материалов

Новосибирск
СГГА
2012

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 Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Междунар. науч. конгр., 10–20 апреля 2012 г., Новосибирск : VIII Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых» : сб. материалов в 2 т. Т. 2. – Новосибирск : СГГА, 2012. – 204 с.

ISBN 978-5-87693-509-0 (т. 2)

ISBN 978-5-87693-507-6

ISBN 978-5-87693-506-9

В сборнике опубликованы материалы VIII Международного научного конгресса «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012», представленные на Международной научной конференции «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых».

Печатается по решению редакционно-издательского совета СГГА

Материалы публикуются в авторской редакции

УДК 622

ISBN 978-5-87693-509-0 (т. 2)

ISBN 978-5-87693-507-6

ISBN 978-5-87693-506-9

© ФГБОУ ВПО «СГГА», 2012

СОДЕРЖАНИЕ

А.Д. Дучков, Л.С. Соколова. Новые данные о тепловом потоке юго-восточной части Западно-Сибирской плиты	8
Н.П. Запивалов. Нефтегазовое недропользование в Сибири: геологические и экологические риски	13
А.М. Фомин, С.А. Моисеев, В.А. Топешко. Талахский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности)	19
А.М. Фомин, С.А. Моисеев. Ботуобинский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности)	24
Е.А. Хогоев. Сейсмоземиссионная томография в условиях регулярной техногенной помехи	30
С.Л. Шварцев, С.В. Алексеев, А.Г. Вахромеев, Л.П. Алексеева. Перспективы использования промышленных рассолов Сибирской платформы для извлечения лития и брома	36
Г.Г. Шемин. Детальная корреляция и модели строения региональных резервуаров нефти и газа вендско-нижнекембрийских отложений Предпатомской и прилегающей территории Непско-Ботуобинской НГО (Лено-Тунгусская НГП)	41
В.Г. Эдер, А.Г. Замирайлова, Ю.Н. Занин. Особенности литологического строения Баженовской свиты в различных районах Западно-Сибирской геосинеклизы	45
А.Ю. Языков. Девонские брахиоподы и сальтационная теория видообразования	50
А.Ю. Языков, Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, Т.А. Щербаненко. Брахиоподы, остракоды и конодонты Изылинского горизонта (верхний девон окраин Кузнецкого бассейна)	55
П.А. Ян, Е.М. Хабаров. Некоторые вопросы комплексных седиментологических исследований бат-верхнеюрских нефтегазоносных отложений юга Западной Сибири	59
О.Н. Злобина. Железо-марганцевые конкреции в мезозойских отложениях восточной части Енисей-Хатангского бассейна	65
О.Н. Злобина. Глинистые минералы в современных отложениях оз. Байкал	70
Л.Д. Гик, М.С. Канаков, В.А. Конторович, В.В. Лапковский, Б.В. Лунев, М.М. Немирович-Данченко. Обнаружение зон повышенной пористости по изменению спектральных характеристик сейсмического волнового поля	76
И.В. Вараксина, Е.М. Хабаров, М.М. Пушкарёва. Региональные перерывы в осадконакоплении и некоторые вопросы корреляции вендских отложений Ангара-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы	82

В.А. Бердов, А.А. Власов, В.В. Лапковский. Выделение пластов межскважинного пространства по данным каротажа в программном комплексе Petrel.....	87
Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, Е.С. Соболев, А.Ю. Язиков. Био- и литостратиграфические маркеры среднего девона Салаира	92
С.С. Баранова, А.Ю. Соболев. Предварительная обработка данных бокового каротажного зондирования на основе решения прямых задач	96
Д.Е. Аюнов, М.Е. Пермяков, В.И. Юшин. Сейсмотермический эффект при работе вибратора на быстровском вибросейсмическом полигоне	102
Ю.Н. Антонов, И.В. Михайлов, Л.В. Сметанина. Окаймляющая зона – позитивные и негативные аспекты.....	108
М.Н. Глущенко, А.Ю. Соболев, Д.В. Тейтельбаум. Оптимальный прибор высокочастотного индукционного каротажа.....	114
А.И. Артемова. Использование комплекса геофизических методов для линейных изысканий	120
А.В. Леонтьев. Методологические аспекты проблемы геомониторинга нестационарных состояний породного массива	125
В.Е. Миренков. Идентификация границы раздела и механических свойств частей блока пород.....	130
В.Ф. Минин, И.В. Минин, О.В. Минин. Разработка высокоэффективных кумулятивных зарядов для дробления негабаритных кусков горных пород на основе эффекта гиперкумуляции.....	135
Н.А. Мирошниченко, Е.В. Васильева. Количественная оценка уровня техногенной сейсмичности при планировании горных работ	140
А.В. Патутин, С.В. Сердюков, А.А. Зиновьев. Численное моделирование управления продольным гидроразрывом в угольном пласте	146
Е.В. Рубцова. Схема управления двухпакерным зондом при выполнении измерительного гидроразрыва	151
Б.Ф. Симонов, А.В. Савченко. Исследование фильтрационных свойств модели трещиноватого нефтяного коллектора в виброволновых полях	155
В.Н. Опарин, А.С. Танайно. К проблеме создания классификаций в горном породоведении	160
А.П. Тапсиев, В.А. Усков. Фотодокументация систем трещин в породном массиве	166
А.Я. Хавкин. Ресурсосбережение углеметана с применением газогидратных нанотехнологий	172
А.И. Чанышев, О.Е. Белоусова. О Зависимости предельных нагрузок в задаче о внедрении инструмента в первоначально анизотропную полуплоскость от упругих параметров анизотропной среды. Ч. 1. Задача о штампе	177
А.И. Чанышев, И.М. Абдулин. О зависимости предельных нагрузок в задаче о внедрении инструмента в первоначально анизотропную	

полуплоскость от упругих параметров анизотропной среды. Ч. 2. Задача о клине.....	182
В.Д. Барышников, Л.Н. Гахова. Прогнозная оценка условий отработки подкарьерных запасов на руднике «Айхал» при понижении горных работ	188
А.А. Зиновьев, А.В. Патутин, С.В. Сердюков. Численное моделирование процесса разгрузки углепородного массива.....	194
Т.А. Киряева. Термодинамический аспект в энергетике угольного пласта при его разгрузке от горного давления	199
А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, С.Б. Стажевский. О влиянии динамических нагрузок на несущую способность поворотных грунтовых анкеров	204
Г.И. Кулаков, М.Д. Шарапова. Исследование электромагнитного излучения на карьерах строительных материалов	210
А.А. Красновский. Определение граничных условий и физических свойств кусочно-однородного целика	215

CONTENTS

A.D. Duchkov, L.S. Sokolova. New data about heat flow in southeastern part of West-Siberian plate	8
N.P. Zapivalov. Usage of oil and gas subsurface resources in Siberia: geological and environmental risks	13
A.M. Fomin, S.A. Moiseev, V.A. Topeshko. Talach producing horizon (formation conditions, structure and hydrocarbon prospectivity)	19
A.M. Fomin, S.A. Moiseev. Botuoba producing horizon (formation conditions, structure and hydrocarbon prospectivity)	24
E.A. Hogojev. Seismic emission tomography in the presence of a regular interference.....	30
S.L. Shvartsev, S.V. Alexeev, A.G. Vakhromeev, L.P. Alexeeva. Perspective use of industrial brines in Siberian platform for extract of lithium and bromine	36
G.G. Shemin. Detailed correlation and geological models of regional oil and gas reservoirs in the vendian-lower cambrian deposits from the patom and adjacent areas of the Nepa-Botuoba petroleum region (The Lena-Tunguska Petroleum province).....	41
V.G. Eder, A.G. Zamirailova, Yu.N. Zanin. Peculiarities of the Bazhenov formation lithological structure in the different regions of the West Siberian geosyncline	45
A.Yu. Yazikov. Devonian brachiopods and Saltation theory of speciation	50
A.Yu. Yazikov, N.K. Bakharev, N.G. Izokh, T.A. Shcherbanenko. Brachiopods, ostracods and conodonts from the Izyly horizon, (upper devonian, Kuznetsk basin).....	55
P.A. Yan, E.M. Khabarov. Some questions of the comprehensive sedimentological study of bathonian - upper jurassic oil and gas bearing deposits of the south of Western Siberia	59
O.N. Zlobina. Iron-manganese concretions in mesozoic deposits of east part Yenisei-Khatanga basiin.....	65
O.N. Zlobina. Clay minerals in recent sediments of lake Baikal.....	70
L.D. Gick, M.S. Kanakov, V.A. Kontorovich, V.V. Lapkovsky, B.V. Lunev, M.M. Nemirovich-Danchenko. Detection of high-porosity zones based on seismic wavefield spectra variation	76
I.V. Varaksina, E.M. Khabarov, M.M. Pushkareva. Regional interruptions of sedimentation and some problems of correlation of Vendian deposits of Angara-Lena stage and Nepa-Botuoba antecline	82
V.A. Berdov, A.A. Vlasov, V.V. Lapkovsky. Detection of reservoir boundaries in well profiles according to the well log via Petrel	87
N.K. Bakharev, N.G. Izokh, E.S. Sobolev, A.Yu. Yazikov. Bio-and lithostratigraphic markers of the middle devonian of the Salair.....	92
S.S. Baranova, A.Y. Sobolev. Russian lateral logging data pre-processing based on direct problem solving.....	96
D.E. Ayunov, M.E. Permyakov, V.I. Yushin. Seismothermal effect during vibrator working on Bystrovka vibroseis testing area	102

Yu.N. Antonov, I.V. Mikhaylov, L.V. Smetanina. Low-resistivity annulus – positive and negative aspects	108
M.N. Gluschenko, A.Y. Sobolev, D.V. Teytelbaum. Optimal device of high-frequency induction logging	114
A.I. Artemova. The use of the complex geophysical methods for linear surveys	120
A.V. Leontyev. Methodological aspects of the geomonitoring of the unsteady rock mass state	125
V.E. Mirenkov. Identification of interface and mechanical properties of rock-block sections	130
V.F. Minin, I.V. Minin, O.V. Minin. Development of high-effective shaped charges for breaking oversize in the quarries based on hypercumulative effect.....	135
N.A. Miroshnichenko, E.V. Vasileva. Quantitative estimate of the induced seismicity at mininig planning stage	140
A.V. Patutin, S.V. Serdyukov, A.A. Zinovyev. Numerical modeling of longitudinal hydraulic fracturing control in coal seam.....	146
E.V. Rubtsova. Two-packer sonde control in hydraulic fracturing to perform measurements	151
B.F. Simonov, A.V. Savchenko Research of filtrational properties of model fissured an oil collector in vibrowave fields	155
V.N. Oparin, A.S. Tanaino. To the problem of creation of classifications in rock science	160
A.P. Tapsiev, V.A. Uskov. The photo-fixing sistem of fracture in rock mass...	166
A.Ya. Khavkin. Coilmetane resource savings with application gashydrates nanotechnologies.....	172
A.I. Chanyshev, O.E. Belousova. Depending on limit loads in the problem for the implementation tool from original anisotropic half-plane elastic parameters of an anisotropic medium. Part 1. Problem of a stamp	177
A.I. Chanyshev, I.M. Abdulin. Depending on limit loads in the problem for the implementation tool from original anisotropic half-plane elastic parameters of an anisotropic medium. Part 2. Problem about the wedge	182
V.D. Baryshnikov, L.N. Gakhova. Prediction Estimate of Deep Mining Conditions below the Bottom of the «Aikhal» Open Pit Mine.....	188
A.A. Zinovyev, A.V. Patutin, S.V. Serdyukov. Numerical simulation of coal measure rocks stress-relief	194
T.A. Kiryaeva. Thermodynamic aspect in coal bed energy under rock pressure unloading.....	199
A.A. Kramadjian, E.P. Rusin, S.B. Stazhevsky. On the influence of dynamic loads on the bearing capacity of turning ground anchors	204
G.I. Kulakov, M.D. Sharapova. Investigotion electromagnetic emanation on the quarry building materials	210
A.A. Krasnovsky. Determination of boundary conditions and physical properties of a piecewise-homogeneous pillar.....	215

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ТЕПЛОВОМ ПОТОКЕ ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

Альберт Дмитриевич Дучков

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3, главный научный сотрудник, доктор геолого-минералогических наук, тел. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.nsc.ru

Людмила Степановна Соколова

ФГБУН Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3, старший научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, тел. (383)330-25-91

В статье приведены результаты оценки теплового потока по скважинам Восток-1 и Восток-3 (Томская область). Обе скважины достигли 5 км. На этой глубине температура в скв. Восток-1 составила 105⁰С, а в скв. Восток-3 - 113⁰С. По термокаротажу рассчитан геотермический градиент, который изменяется от 25-27 до 13 мК/м. В лабораторных условиях измерена теплопроводность 40 образцов из керна скважин. Тепловой поток определен по значениям градиента и теплопроводности пород. В обеих скважинах он оказался одинаковым и равным 55 мВт/м².

Ключевые слова: юго-восток Западно-Сибирской плиты, скважины Восток-1 и Восток-3, геотермический градиент, теплопроводность пород, тепловой поток.

NEW DATA ABOUT HEAT FLOW IN SOUTHEASTERN PART OF WEST-SIBERIAN PLATE

Albert D. Duchkov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, t. Novosibirsk, prospekt. acad. Koptuyg, 3, chief scientist, doctor of science, tel. (383)330-25-91, e-mail: DuchkovAD@ipgg.nsc.ru

Lyudmila S. Sokolova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences, 630090, t. Novosibirsk, prospekt. acad. Koptuyg, 3, senior scientist, candidate of science, tel. (383)330-25-91.

In this paper the results of a heat flow for the boreholes Vostok-1 and Vostok-3 (Tomsk area) are given. Both boreholes have reached 5 km. At this depth temperature in Vostok-1 is 105⁰С, and in Vostok-3 – 113⁰С. Geothermal gradient was calculated by temperature logging and it changes from 25-27 up to 13 mK/m. Thermal conductivity for 40 samples from borehole cores was measured in laboratory. The heat flow was defined by thermal gradient and thermal conductivity values. In both boreholes heat flow was resulted identical and equal 55 мВт/м².

Key words: southeast of West-Siberian plate, boreholes Vostok-1 and Vostok-3, geothermal gradient, thermal conductivity of rocks, heat flow.

Тепловой поток (q) является интегральной характеристикой теплового состояния блоков земной коры, определяющей количество тепла, поступающего из недр к земной поверхности. Знание теплового потока необходимо для расчета глубинных температур в земной коре. До настоящего времени q определяется раздельным методом по значениям геотермического градиента (g), измеренного в скважинах, и коэффициента теплопроводности (λ) пород: $q = \lambda \cdot g$. Коэффициент λ измеряется в лабораторных условиях на образцах из керна тех же скважин.

Тепловой поток юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Предъенисейский прогиб) в деталях не изучен. В конце 80-ых годов прошлого столетия здесь были определены значения q по термограммам ОГГ (определение геотермического градиента), записанным в скважинах Западная-1 ($q = 56$ мВт/м²), Мартовская-430 ($q = 58$ мВт/м²) и Вездеходная-1 ($q = 50$ мВт/м²). По нескольким площадям удалось выполнить оценки геотермического градиента (а затем и теплового потока) в результате обработки замеров пластовых температур, ОЦК и других нестационарных термограмм. Анализ всех этих материалов представлен в работе [Дучков и др., 1988], показавшей, что Предъенисейский прогиб характеризуется, по сравнению с западными территориями, низкими значениями теплового потока (50-60 мВт/м²) и температуры (прогнозное значение T на глубине 5 км не превышает 100-120⁰С).

Бурение в 2005-2006 гг. на территории Предъенисейского прогиба параметрических скважин Восток-1 [Конторович и др., 2008а] и Восток-3 [Конторович и др., 2008б] глубиной 5 км предоставило новые возможности для уточнения теплового режима недр и проверки выполненных ранее построений.

Каждая из рассматриваемых скважин бурилась примерно в течение года. После окончания бурения в обеих скважинах был выполнен термокаротаж ОГГ, который нами использовался для определения значений g . Температура на глубине 5 км (на забое) в скважине Восток-1 составила 105⁰С, а в скважине Восток-3 - 113⁰С. До проведения термокаротажа Восток-1 находилась в покое 14 суток, а Восток-3 – в течение 22 суток. Очевидно, что такое время выстойки скважин недостаточно для полного восстановления нарушенного бурением температурного поля пород. В бóльшей степени это замечание относится к скважине Восток-1. Количественно учесть нестационарность T без проведения повторных каротажей не представляется возможным. Мы считаем, что ко времени проведения термокаротажа наиболее существенные искажения температурного поля, связанные с бурением и промывкой, могли сохраниться в мезозойской части разреза. С глубиной нестационарность уменьшается. Поэтому оценку теплового потока в дальнейшем мы выполнили только для палеозойской части разреза, хотя в статье рассмотрены геотермические данные и по верхней части разреза.

Геотермический градиент. Изменения геотермического градиента с глубиной рассчитывались по 100-метровым интервалам, начиная с глубины 500 м. Графики геотермического градиента по обеим скважинам показаны на рисунке. Анализ этих графиков показывает, что мезозойская часть разреза в целом характеризуется более высоким градиентом, чем породы палеозоя.

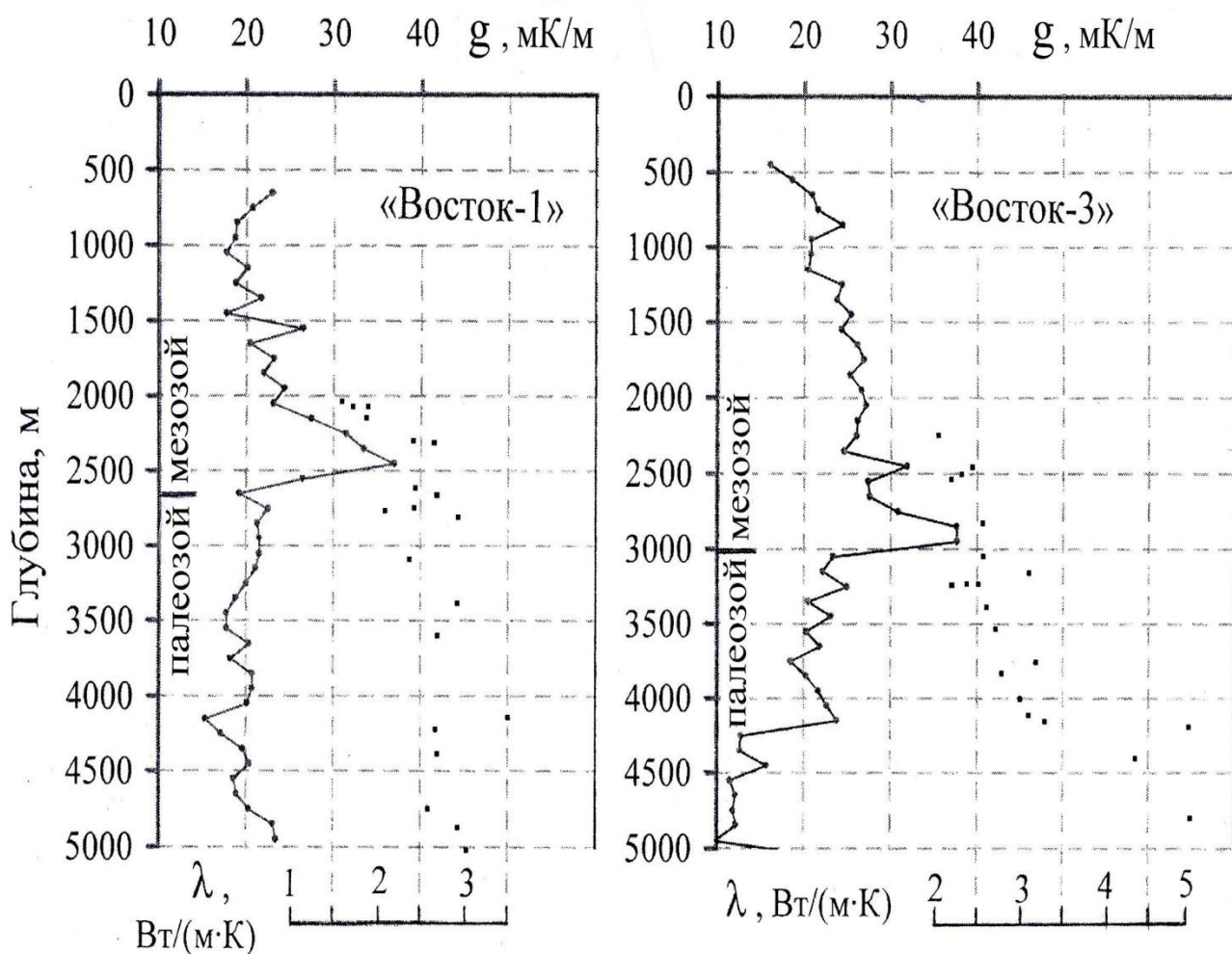


Рис. Графики геотермического градиента и значения теплопроводности образцов пород по скважинам Восток-1 и Восток-3. Градиент определялся в 100-метровых интервалах. λ мезозойских пород измерялась после насыщения образцов водой, а палеозойских пород – в воздушно-сухом состоянии

В скважине Восток-1 геотермический градиент в интервале 700-2000 м возрастает от 17 до 25 мК/м. В скважине Восток-3 в мезозойской части разреза он достигает 27 мК/м. Такие значения геотермического градиента характерны для мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты. В нижней части мезозойского разреза в обеих скважинах наблюдается аномальное возрастание градиента до 35-40 мК/м. Подобные аномалии g наблюдались и в других глубоких скважинах Томской области (например, Елей-Игайская-2, Лугинецкая-170, Северо-Мыльджинская-1 и др.) в пределах баженовской, васюганской и тюменской свит [Дучков и др., 1988]. Причины подобных локальных вариаций G пока определенно не установлены. Высказаны лишь некоторые предположения: аномалии g могут быть связаны со значительным уменьшением теплопроводности нижнеюрских пород, вмещающих плохо проводящие тепло угольные пласты (угли характеризуются $\lambda \approx 0,2-0,4$ Вт/(м·К)), или с процессами вертикальной миграции флюидов из фундамента. Судя по рисунку, аномальное возрастание g в нашем случае не компенсируется соответствующим

уменьшением теплопроводности пород. Скорее всего, это связано с тем, что в измеренную коллекцию образцов не попались угли.

Отложения палеозоя (преимущественно известняки, доломиты) в обеих скважинах характеризуются более ровным и низким градиентом, порядка 20 мК/м. В скважине Восток-3 еще более низким градиентом (~ 13 мК/м) выделяется слой доломитов в нижней части разреза (рисунок, таблица).

Таблица. Средние значения геотермических параметров по домезозойской части разрезов скважин Восток-1 и Восток-3

Интервалы, м	g , мК/м	λ , Вт/(м·К)	q , мВт/м ² ($q = \lambda \cdot g$)
Скважина Восток-1			
2700-3350	21,0	2,5	53
3350-5000	19,4	2,9	56
Среднее по скважине	55		
Скважина Восток-3			
2988-4212	22,0	2,5	55
4212-5000	13,2	4,4	58
Среднее по скважине	56		

Теплопроводность пород. Для оценки теплопроводности разрезов скважин мы использовали 40 стандартных образцов из керна скважин Восток-1 и Восток-3. Образцы получены из Лаборатории литологии ИНГГ СО РАН. Они имели форму цилиндров диаметром 38 мм и высотой 35-45 мм. Измерения выполнялись при комнатной температуре на приборе «Тепловой компаратор», разработанном А.Н. Калининым в СибНИИ метрологии [Калинин и др., 1983]. Прибор основан на двухточечном тепловом зондировании поверхности исследуемого образца двумя термозондами. «Компаратор» предварительно градуируется по стандартным образцам теплопроводности из различного типа стекол, металлов, мрамора. Измерения выполняются без разрушения целостности образца (достаточно пришлифовать одну из поверхностей или ее часть). Минимально допустимые размеры образца – диаметр более 30 мм, высота более 10 мм.

Все образцы первоначально измерялись в воздушно-сухом состоянии. Известно, что теплопроводность пористых пород существенно зависит от степени заполнения пор. Так, при полном заполнении пор водой теплопроводность осадочных пород может увеличиваться на 10-30% в зависимости от величины пористости [Дучков и др., 1988]. В этой связи образцы мезозойских пород из скважин Восток-1 и Восток-3 насыщались водой по общепринятой методике в Лаборатории литологии и измерения λ повторялись. Плотные палеозойские породы водой не насыщались. Результаты измерения теплопроводности на «компараторе» показаны точками на рисунке. Судя по этим данным, теплопроводность пород в разрезах скважин изменяется в широких пределах: в скважине Восток-1 – от 1,6 до 3,5 Вт/(м·К), в скважине Восток-3 – от 2,0 до 5,0 Вт/(м·К). Теплопроводность мезозойских пород изучена недостаточно. Фактически имеется ограниченное число образцов (и измерений λ) только для пород нижней юры. Собственно это обстоятельство явилось еще

одной причиной, почему не выполнялась оценка q по мезозойской части разрезов.

На тех же образцах измерена и магнитная восприимчивость пород. В настоящем сообщении мы не будем анализировать полученные результаты. Отметим только, что этот параметр изменялся в изученных разрезах от 0 (доломиты) до $650 \cdot 10^{-6}$ СИ (верхи палеозоя в обеих скважинах).

Тепловой поток. Результаты расчета теплового потока по средним значениям коэффициента теплопроводности и геотермического градиента в выделенных интервалах домезозойских отложений скважин Восток-1 и Восток-3 представлены в таблице. В палеозойской части разрезов обеих скважин тепловой поток оказался одинаковым, 55 и 56 мВт/м². Полученные значения q принято нами в качестве оценки глубинного теплового потока, характеризующего энергетическое состояние изучаемого района Западно-Сибирской плиты.

Согласно работе [Дучков и др., 1988] средний тепловой поток Томской области составляет 65 мВт/м². Западная часть области, фундамент которой сложен преимущественно герцинскими структурами, характеризуется в целом высоким тепловым потоком (> 60 мВт/м²), местами он превышает 70 мВт/м². В восточной части региона, где и пробурены скважины Восток-1 и Восток-3, предсказывался более низкий тепловой поток (меньше 60 мВт/м²). Новые измерения температуры и теплового потока подтвердили достоверность ранее полученной геотермической характеристики Предъенисейского прогиба (восточной части Томской области).

Авторы благодарны академику А.Э. Конторовичу за поддержку выполненных исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дучков А.Д., Соколова Л.С., Новиков Г.Н., Фризен Л.Ф. Тепловой поток юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1988. - №8. – С. 77-85.
2. Конторович А.Э., Варламов А.И., Емешев В.Г., Ефимов А.С. и др. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-1) // Геология и геофизика.- 2008а.- Т.49. - №11. - С. 1119-1128.
3. Конторович А.Э., Варламов А.И., Гражданкин Д.В., Карлова Г.А. и др. Разрез венда восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3) // Геология и геофизика. - 2008б. - Т.49. - №12. - С. 1238-1247.
4. Калинин А.Н., Соколова Л.С., Дучков А.Д., Черепанов В.Я. Исследования теплового компаратора применительно к измерениям теплопроводности горных пород // Геология и геофизика. – 1983. - №3. - С. 116-122.

НЕФТЕГАЗОВОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ В СИБИРИ: ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ

Николай Петрович Запивалов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, главный научный сотрудник Лаборатории геологии нефти и газа глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов, тел.: 7-903-935-87-25, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru

В настоящее время государственный контроль за недропользованием в России осуществляется неэффективно. Многие геологические и экологические проблемы не решаются. Есть две категории геологических рисков: первая касается геолого-разведочных работ, особенно на слабо изученных объектах; вторая связана с разработкой месторождений.

Геологические и экологические риски можно уменьшить «умом и молотком» (*mente et malleo*). Это позволит уберечь природу и недра от катастрофических потрясений, сохранить здоровье и жизни людей во многих регионах, поддерживать стабильный уровень добычи нефти и газа, достойно развивать бизнес.

Ключевые слова: недропользование, геологические и экологические риски.

USAGE OF OIL AND GAS SUBSURFACE RESOURCES IN SIBERIA: GEOLOGICAL AND ENVIRONMENTAL RISKS

Nikolay P. Zapivalov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, .DSc., Professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Principle research scientist, Laboratory of petroleum geology of deep-seated horizons of sedimentary basins, tel: 7-903-935-87-25, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru

At present, the government control of usage of subsurface resources is ineffective in Russia. Many geological and environmental problems remain unsolved. There are two types of geological risks: the first is related to geological exploration works, especially at understudied objects; the second refers to oilfield development. Geological and environmental risks can be reduced with «*mente et malleo*» (intelligence and mining pick). It would allow protecting nature and depths from dangerous changes, saving people's health in many regions, saving money, and maintaining a stable level of oil and gas production.

Key words: usage of subsurface resources, geological and environmental risks.

Геологическое изучение и недропользование в современной России имеет ряд особенностей. По конституции недра и все полезные ископаемые принадлежат государству, т.е. народу. Государство передает в аренду по лицензионным соглашениям участки (объекты) и содержащиеся в них полезные

ископаемые для освоения отдельным лицам или акционерным компаниям, которые называются «Недропользователь».

Современная практика показывает, что государственный (народный) контроль за деятельностью *Недропользователя* в России осуществляется неэффективно. Помимо взимания налогов, есть много геологических и экологических проблем, которые не решаются.

1. Геологические риски.

Есть две категории рисков. Первая касается геолого-разведочных работ, особенно на новых и слабоизученных объектах. Успешность поисково-разведочных работ в мире держится в среднем на уровне 30%. Весь цикл разведочных работ, особенно бурение глубоких скважин, является очень дорогим «удовольствием», поэтому недропользователи пытаются до предела уменьшить эти затраты. Доля затрат на разведку и соответствующие объемы работ почти во всех крупных нефтяных компаниях являются очень низкими. Прогностический (научный) риск также высок в силу использования консервативных концепций и теорий без учета современных представлений о геофлюидодинамических факторах формирования и «жизни» месторождения. Есть и технологические риски в процессе разведки.

Группа разведочных рисков поддается некоторому учету и, как правило, приводит к «занулению» этих работ. Например, в Томской области компания «Imperial Energy» (Индийская корпорация ONGC) пробурила в 2011 г. 11 неэффективных поисково-оценочных и разведочных скважин с привлечением технологий и специалистов Halliburton и Schlumberger, которые не оправдали ожиданий. Индийская фирма приостановила активные буровые работы для профессионального осмысления всех геолого-геофизических материалов [1]. Кстати, оказалось, что 11 поисково-разведочных скважин («Imperial Energy») – это больше, чем у всех нефтегазовых предприятий на Томских землях, вместе взятых (включая «Роснефть»), за 2011 г. «Мелкие» недропользователи вообще не имеют возможности для проведения разведочных работ инновационного характера. Большое количество объектов в нераспределенном фонде остается невостребованным.

Вторая категория геологических рисков связана с разработкой месторождений.

Хищническая, сверхинтенсивная выработка активных запасов нефти Верх-Тарского месторождения в Новосибирской области – пример беспощадной эксплуатации нефтегазовых месторождений. Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения представлен на рис. 1. Как видно из графика, здесь нет «полки» (периода стабильного уровня добычи), а есть только стадии роста и резкого спада уровня добычи. Обводненность добываемой продукции на Верх Тарском месторождении уже превышает 80%. Это результат применения гидроразрывов и закачки воды.

Гидроразрывам подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации [2, 3]. В нефтяной пласт Ю₁ с целью поддержания пластового давления закачивается вода в объемах, многократно превышающих добычу нефтяного флюида. В 2010 г. действующий эксплуатационный фонд на

месторождении составлял 92 скважины, а действующий нагнетательный фонд – 74 скважины. Средний дебит нефти – 41 т в сутки, а воды в объёме добываемой жидкости – 80 т в сутки, т. е. в два раза больше. В таком режиме система поддержания пластового давления также является разрушительной для нефтенасыщенного пласта.

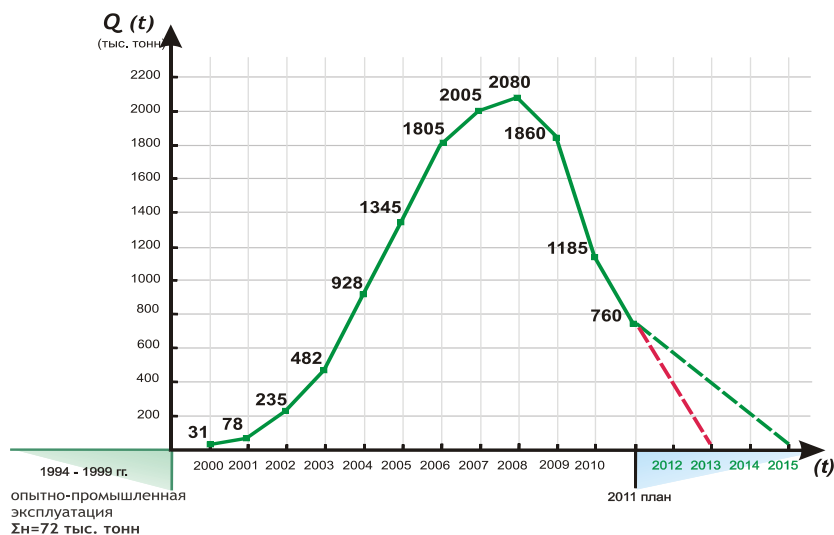


Рис. 1. График жизни Верх-Тарского месторождения

«Поршневой» принцип вытеснения нефти в пласте не обеспечивает эффективную перколяцию. Следует иметь в виду, что масштабная закачка «инородной» воды резко и необратимо изменяет минералогический состав продуктивного пласта и соответственно все природные свойства коллектора, то есть происходит активный техногенный метасоматоз с отрицательным эффектом. К сожалению, в Западной Сибири многие месторождения разрабатываются аналогично Верх-Тарскому [3].

Закритические режимы разработки нефтяных месторождений возмущают геологическую среду и создают многочисленные точки бифуркаций в глубинных недрах и на поверхности, что предопределяет геологические риски.

В процессе такой разработки в пластах образуются многочисленные целики (трудноизвлекаемая нефть) и в результате большие объемы остаточной нефти.

Необходимо учитывать критический флюидодинамический порог возмущения (устойчивости) нефтенасыщенного пласта, равный 5 МПа [4].

2. Экологические риски

Экологические риски разнообразны и чрезвычайно опасны.

Рассмотрим несколько примеров.

В Нижневартовском районе Тюменской области разрабатывается большое количество нефтяных месторождений. Самые крупные из них – Самотлорское и Ватинское – введены в эксплуатацию более 40 лет назад. К настоящему времени только по Самотлорскому месторождению суммарное количество добытой из недр жидкости составило порядка 12 млрд тонн, в том числе суммарное

количество добытой нефти – 2,6 млрд тонн. В систему поддержания пластового давления (ППД) закачано около 13 млрд м³ рабочего агента (подземных, поверхностных и сточных вод) [5]. Общий фонд скважин составляет около 17 тыс. единиц. Такая гигантская техногенная нагрузка (10 скважин на 1 км²) инициирует проявление геодинамических процессов природно-техногенного генезиса, имеющих место в пределах данного и других месторождений, а также оказывает воздействие на почвы, поверхностные и подземные воды [5].

На территории Томской области в промышленной разработке находятся более 30 месторождений нефти и газа. Объекты нефтегазодобывающей отрасли являются основными источниками загрязнения ландшафта географической поверхности земли и недр. В зону влияния нефтедобывающей отрасли входит более 1/3 территории области. Наиболее остро экологические риски проявляются в Каргасокском, Парабельском и Александровском районах.

Негативное воздействие на недра в процессе разработки месторождения сказывается при бурении большого количества эксплуатационных скважин. Быстро снижается пластовое давление в залежах углеводородов, что вызывает деформацию земной коры и изменения в рельефе. Геодинамические процессы на поверхности проявляются в виде заболачивания и подтопления территории, разрушения промысловых объектов.

Интенсивность проседания земной поверхности над нефтяными и газовыми месторождениями начинает проявляться через 10-20 лет разработки, при резком падении пластового давления в продуктивных пластах-коллекторах.

Нефтегазодобывающее производство способно вызывать глубокие преобразования земной коры на больших глубинах – до 10-12 тыс. м. В процессе нефтегазодобычи осуществляются широкомасштабные и весьма существенные воздействия на пласты (нефтяные, газовые, водоносные и др.). Нагрузка от веса вышележащих пород первоначально поддерживается как за счет напряжений в породном скелете пластов, так и за счёт давления пластового флюида на стенки пор. При снижении пластового давления происходит перераспределение нагрузки – снижается давление на стенки пор и, соответственно, повышаются напряжения в породном скелете пласта. Эти процессы достигают таких широких масштабов, что могут приводить к землетрясениям. Существенное проседание грунта было отмечено на разрабатываемом месторождении Уилмингтон (Калифорния, США). Месторождение было открыто в 1936 году, а уже в 1939 г. жители города Лос-Анджелес почувствовали довольно ощутимые сотрясения поверхности земли. Началось проседание грунта. В 60-е годы разработка этого месторождения была прекращена.

Ярким примером проседания почвы является Самотлорское месторождение в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Оно разрабатывается с 1969 г. По данным инструментальной съемки, очаговое опускание земной поверхности уже составило 121 мм.

В Северном море, в пределах месторождения Экофиск, после извлечения из его недр 172 млн. т нефти и 112 млрд. м³ газа произошли тектонические подвижки, следствием которых стала деформация стволов скважин и самих

морских платформ. Всем известны недавние (первое десятилетие XXI века) природные и техногенные катастрофы в Мексиканском заливе, имеющие глобальные последствия. Здесь 936 месторождений и 4000 морских платформ [6].

Еще раз вернемся к Томской области, где за 50 лет интенсивного развития нефтяной промышленности пробурено свыше 30000 скважин. Почти все поисковые и разведочные скважины давно ликвидированы, а эксплуатационные скважины постепенно выводятся из действующего фонда. Скважины, простоявшие 20-30 лет после ликвидации, представляют опасность загрязнения верхней части геологического разреза.

При закачке воды и растворов для поддержания пластового давления и других воздействиях на пласты происходит перераспределение давлений, температур, геохимических параметров, направлений и скорости циркуляции подземных вод.

В последнее время одним из самых распространённых методов интенсификации добычи нефти в России, особенно в Западной Сибири, является гидроразрыв продуктивных пластов (ГРП). Помимо увеличения дебита нефти, данная процедура за счет проводимости пласта сильно сказывается на гидродинамической системе недр в целом. Это характеризуется изменением зон разгрузки и переформированием распределения флюидов в пластах, что безусловно предопределяет геологические и экологические риски.

Не все риски, последствия и потери можно оценить деньгами, да и не всем это выгодно, особенно недропользователям.

Выводы:

1. Система недропользования в России требует серьезных изменений. Необходимо разделить геологию и недропользование: геология обеспечивает воспроизводство запасов (товара), а недропользование – использование этого товара. Геолог – производитель, а недропользователь – потребитель.

2. В настоящее время в России профессиональная геология находится «ниже уровня геоида», а система недропользования обеспечивает только получение максимально возможных прибылей и законную уплату налогов.

3. Геология – дело государственное, а недропользование – дело частно-коммерческое. Надо возродить геологию.

4. Геологические и экологические риски можно предупредить «умом и молотком» (*mente et malleo*). Необходимо разрабатывать новые нефтегеологические парадигмы, методы и технологии.

5. Уменьшить геологические и экологические риски – это означает:

- Уберечь природу и недра земли от катастрофических событий и нежелательных явлений;
- Сохранить здоровье и жизни людей во многих странах и регионах;
- Экономить деньги, поддерживать стабильный уровень добычи нефти и газа и достойно развивать бизнес.

Автор благодарит своих Томских аспирантов, уделяющих большое внимание указанным проблемам.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Недра и ТЭК Сибири. – Томск: 2012, январь, с. 14-16.
2. История Новосибирской нефти. – Новосибирск: Издательство «Приобские ведомости», 2009. – 144 с.
3. Запивалов, Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки» // Эко: всероссийский экономический журнал. – Новосибирск: Наука, 2010, №9. – С. 31-49.
4. Запивалов, Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения академика А.А. Трофимука. – Казань: Фэн, 2011. – С. 218-223.
5. Вашурина, М.В. Изучение пресных подземных вод Вартовского нефтегазоносного района // Автореферат диссертации на соискание уч. степени к. г.-м. н. Тюмень, 2011, 18 с. Научный руководитель – чл.-корр. РАН Курчиков А.Р.
6. Запивалов, Н.П. Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие.- Новосибирск: НГУ, 2009. – 260 с.

© Н.П. Запивалов, 2012

ТАЛАХСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ (УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ)

Андрей Михайлович Фомин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Лаборатории геологии нефти и газа докембрия и палеозоя, тел. (8-383) 306-63-70, e-mail: fominam@ipgg.nsc.ru

Сергей Александрович Моисеев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий Лабораторией геологии нефти и газа докембрия и палеозоя, тел. (8-383) 306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.nsc.ru

Валентина Алексеевна Топешко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории геологии нефти и газа докембрия и палеозоя, тел. (8-383) 306-63-70, e-mail: topeshkova@mail.ru

Рассмотрено строение, состав и перспективы нефтегазоносности талахского продуктивного горизонта.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская антеклиз, продуктивный горизонт.

TALACH PRODUCING HORIZON (FORMATION CONDITIONS, STRUCTURE AND HYDROCARBON PROSPECTIVITY)

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, Ph.D. in Geology, Senior research scientist, Laboratory of petroleum geology of Precambrian and Paleozoic, tel. 8-383) 306-63-70, e-mail: fominam@ipgg.nsc.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, Ph.D. in Geology, Head of Laboratory of petroleum geology of Precambrian and Paleozoic, tel. (8-383) 306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.nsc.ru

Valentina A. Topeshko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, Ph.D. in Geology, Senior research scientist, Laboratory of petroleum geology of Precambrian and Paleozoic tel. 8-383) 306-63-70, e-mail: topeshkova@mail.ru

The structure, composition and hydrocarbon prospectivity of the Talach producing horizon have been considered.

Key words: Nepa-Botuoba antecline, regional hiatus, producing horizon.

Талахский продуктивный горизонт в стратиграфическом отношении в полном объеме соответствует непскому региональному горизонту на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Он залегает на отложениях кристаллического фундамента и только в северной ветви Предпатомского прогиба (Нижнехамакинская, Талаканская, Верхневилучанская и Вилуйско-Джербинская площади) - на отложениях вилучанского горизонта и рифейского комплекса. Толщины горизонта изменяются от 130 м на Талаканском и Нижнехамакинском месторождениях до полного его отсутствия в сводовой части НБА.

Крупные залежи углеводородов в талахском горизонте выявлены на Верхнечонском, Нижнехамакинском, Тымпучиканском и Ярактинском месторождениях. Притоки углеводородов получены также из ряда скважин на других площадях.

Литологический состав горизонта крайне неоднороден. Так, в скважине 808 Талаканского месторождения при толщине горизонта 50 м пласт представлен преимущественно разномерными песчаниками (70 %), а в скважине 811, расположенной в 5 км к северу – доля песчаников снижается до 30 %, а большая часть разреза представлена алевролитами и аргиллитами. Даже если горизонт представлен песчаниками, постоянно имеет место переслаивание грубо- и тонкозернистых пород. Базальная часть горизонта состоит из высокорadioактивных песчано-гравийных пород полевошпат-кварцевого состава на базальном глинистом цементе. Вверх по разрезу их сменяют разномерные песчаники полевошпат-кварцевого состава на поровом ангидритовом и плёночно-поровом кварцевом цементе. Эта часть построена обычно ритмично. Каждый ритм состоит из слоя песчаников толщиной 0,1-0,6 м и слоя алевролитистого аргиллита толщиной 1-10 см. В разрезе обычно насчитывается несколько десятков таких ритмов. Общее содержание алевроглинистых пород в этой части разреза варьирует от 5 до 20 %. Верхняя часть горизонта представлена песчаниками средне-мелкозернистыми до крупно-среднезернистыми с прослоями аргиллитов. Песчаники кварцевые и полевошпат-кварцевые. Цементируют песчаники регенерационный кварц, ангидрит. Невыдержанность литологического состава по площади распространения не позволяет проводить внутренних корреляций талахского горизонта, прослеживая лишь отдельные пачки в его составе.

Такая резкая изменчивость литологического состава, плохая сортированность пород свидетельствуют, по нашему мнению, о пульсационном поступлении материала в бассейн седиментации и быстром его захоронении.

Ёмкостно-фильтрационные свойства песчаников талахского горизонта характеризуются значительной неоднородностью по разрезу и площади его распространения. Средние значения открытой пористости составляют 5-15 %.

Для реконструкции площадного распространения литофаций талахского продуктивного горизонта был построен ряд профилей, пересекающих область распространения талахского горизонта. Один из них, от Среднеботуобинской

скв. 87 до Иктехской скв. 650, показан на рис. 1. В направлении от Среднеботубинского месторождения к Северо-Юрегинской и далее к Иктехской площади с увеличением толщины талахского горизонта происходит сокращение количества прослоев гравелитистых разномернистых песчаников и гравелитов в нижней части разреза. Горизонт на Тас-Юряхской и Бес-Юряхской площадях сложен преимущественно средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми песчаниками. С увеличением толщины горизонта до 100 м также возрастает доля аргиллитов и появляются прослои песчанистых доломитов.

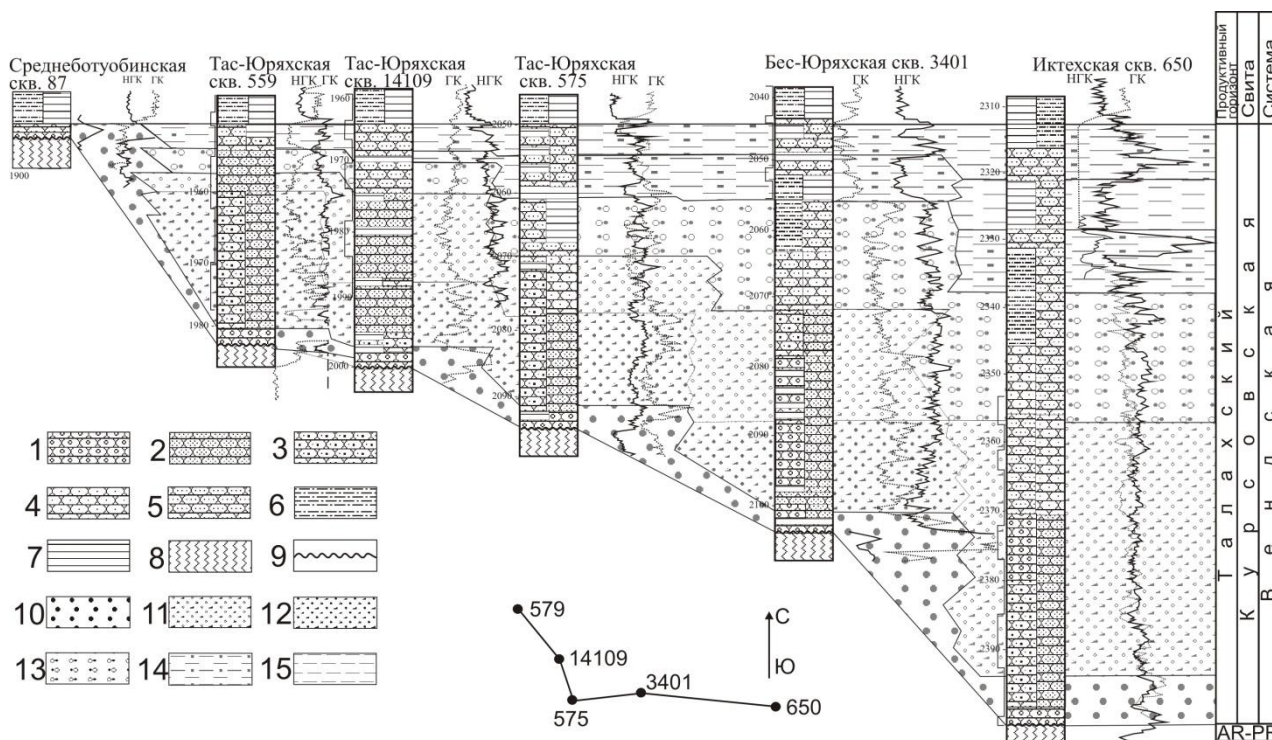


Рис. 1. Литолого-фациальный профиль по линии скважин Среднеботубинская 87 - Иктехская 650:

1 - гравелиты; песчаники: 2 - разномернистые, 3 - средне-крупнозернистые, 4 - средне-мелкозернистые, 5 - мелкозернистые; 6 - алевролиты; 7 - аргиллиты, 8 - породы фундамента, 9 - перерыв в осадконакоплении. Аллювиально-пролювиальные фации, скорость переноса материала: 10 - низкая, 11 - средняя, 12 - высокая. Морские фации: 13 - мелководно-морские, 14 - пляжа и приливно-отливных равнин, 15 - мелкого шельфа

Исследования отложений талахского горизонта свидетельствуют об их формировании в период трансгрессии морского бассейна. Кластический материал переносился аллювиально-пролювиальными потоками с выступов гранито-гнейсового фундамента (Непский свод). Неоднократные латеральные миграции береговой линии, вызванные автоциклическими и/или аллоциклическими процессами, привели к усложнению строения талахского горизонта - появлению среди песчаников и гравелитов алевролитов-

массивной текстурой, слагающие нижние части разрезов, образовались в обстановках с высокой скоростью переноса обломочного материала. Интервалы разреза, включающие переслаивание гравелитовых песчаников с аргиллитами, формировались, соответственно в обстановках со средней и низкой скоростью переноса обломочного материала. Хорошо отсортированные средне-мелкозернистые песчаники с косой слоистостью и интракластами аргиллитов накапливались в отмельно-баровых обстановках. Они имеют выдержанный по площади гранулометрический состав и характеризуются минимальным содержанием глинистого цемента. Участки переслаивания мелкозернистых песчаников с алевроитистыми аргиллитами отнесены к мелководно-морским обстановкам (рис. 2).

Для талахского горизонта характерны трансгрессивное налегание его базальной части на породы фундамента, полифациальность отложений и цикличность строения разрезов.

Приведенные профили и анализ геолого-геофизического материала показывают, что песчаные тела, сформировавшиеся в благоприятных обстановках, распределены на рассматриваемой территории неравномерно. Наиболее перспективной для поисков коллекторов нефти и газа является полоса прибрежно-морских песчаников, обладающих наилучшими коллекторскими свойствами.

Анализ полученных данных позволяет сделать вывод о том, что наиболее благоприятные условия для формирования залежей углеводородов в талахском горизонте связаны с территорией распространения пролювиально-аллювиальных и мелководно-морских осадков с толщинами горизонта примерно 20 м. При толщинах горизонта от 20 до 80 м увеличено содержание глинистого материала, что способствовало формированию литологически ограниченных залежей.

БОТУОБИНСКИЙ ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ (УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ, СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ)

Андрей Михайлович Фомин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Лаборатории нефти и газа докембрия и палеозоя, тел. 306-63-70, e-mail: fominam@ipgg.nsc.ru

Сергей Александрович Моисеев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий Лабораторией нефти и газа докембрия и палеозоя, тел. 306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.nsc.ru

Рассмотрено строение, состав и перспективы нефтегазоносности ботуобинского продуктивного горизонта. Показано отсутствие перерыва в подошве горизонта, на основании этого предлагается включить горизонт в состав нижележащей курсовской свиты.

Ключевые слова: Непско-Ботуобинская антеклиза, региональный перерыв, продуктивный горизонт.

BOTUOBA PRODUCING HORIZON (FORMATION CONDITIONS, STRUCTURE AND HYDROCARBON PROSPECTIVITY)

Andrey M. Fomin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3. Ph. D., Senior research scientist Laboratory of petroleum geology of Precambrian and palaeozoy, tel. (913)-723-86-32, e-mail: fominam@ipgg.nsc.ru

Sergey A. Moiseev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3. Ph. D. in Geology, Head of Laboratory of petroleum geology of Precambrian and Palaeozoic, senior research scientist (geology), tel. 306-63-70, e-mail: MoiseevSA@ipgg.nsc.ru

The structure, composition and hydrocarbon prospectivity of the Botuoba producing horizon have been considered. The absence of an unconformity at the bottom of the horizon has been shown; on this basis, it is proposed to integrate the horizon into the underlying Kursovskaya Formation.

Key words: Nepa-Botuoba Antecline, regional unconformity, producing horizon.

Ботуобинский продуктивный горизонт широко распространён на территории Якутской части Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Горизонт, в соответствии с ныне действующей стратиграфической схемой, залегает в нижней части бюксской свиты. В подошве горизонта выделяется региональный

перерыв в осадконакоплении [1-3]. Горизонт хорошо изучен глубоким бурением и является одним из основных объектов разведки и подготовки запасов в северо-восточной части НБА. В нём выявлены залежи на Среднеботубинском, Тас-Юряхском, Мирнинском, Чаяндинском и других месторождениях [3-4].

Считается, что формирование песчаных тел ботубинского горизонта происходило в условиях побережья барового типа [4-7].

По построениям, выполненным в ИНГГ СО РАН, в нижней части горизонта отчетливо наблюдается постепенный переход от алевроито-глинистых пород курсовской свиты к мелкозернистым песчаникам ботубинской подсвиты бюкской свиты. Каких-либо признаков перерыва в осадконакоплении не выявлено. Для верхней части горизонта характерно присутствие сульфатно-доломитового цемента в песчаниках, которые постепенно переходят в ангидрито-доломито-вые породы верхнебюкской подсвиты [7].

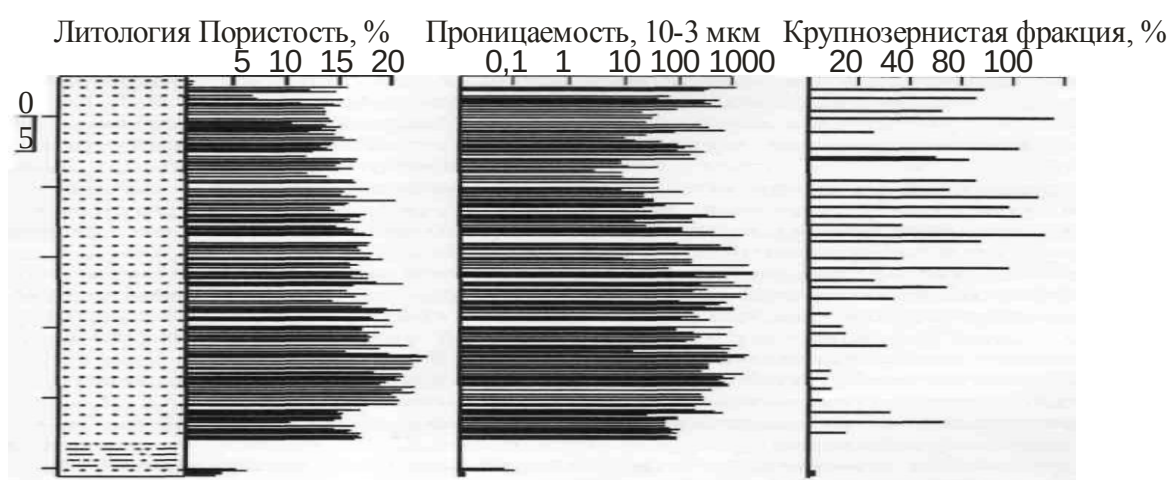


Рис. 1. Распределение пористости, проницаемости, крупнозернистой фракции (более 0,5 мм) на северо-востоке Среднеботубинского месторождения [7]

В литологическом отношении ботубинский горизонт на 90-95 % представлен кварцевыми песчаниками. По разрезу наблюдается увеличение зернистости снизу вверх [7]. В крест линии простираения горизонта, песчаники замещаются на глинисто-карбонатные отложения в сторону предполагаемого берега и алевроито-глинистые в направлении предполагаемого открытого моря.

Максимальные толщины ботубинского горизонта приурочены к определенным территориям его распространения. Для Среднеботубинского, Тас-Юряхского месторождений зона повышенных толщин контролируется положением куэсты, представленной выходом под поверхность внутринепского регионального перерыва пачки глинистых доломитов [5]. Аналогичная картина наблюдается в районе Нижнехамакинского, Чаяндинского месторождений. Здесь увеличение толщин горизонта связано с резким перегибом палеодна бассейна. Это дает основание говорить о тесной связи толщин горизонта с нижележащими отложениями.

Горизонт обладает высокими емкостно-фильтрационными свойствами. Пористость, в среднем, равна 12-14 % и в отдельных случаях достигает 20 %, проницаемость - $(200-300) \times 10^{-3}$ мкм, наиболее высокие значения – до 2000×10^{-3}

мкм – отмечаются в средней части разреза. Эффективная толщина составляет, как правило, 90-100 % общей толщины пласта. Одной из наиболее интересных особенностей горизонта, выявленных Вараксиной И.В., Хабаровым Е.М., Пушкаревой М.М. [7], является ухудшение коллекторских свойств вверх по разрезу, несмотря на рост зернистости в том же направлении. Это связано с широким развитием сульфатно-карбонатного цемента. В ИНГГ СО РАН была проведена детальная корреляция ботубобинского горизонта. В её основу были положены следующие принципы, предложенные М.В. Лебедевым [5]: 1) предположение о линзовидном строении ботубобинского горизонта, 2) выбор в качестве поверхности выравнивания акустического репера АК_{бюк}, залегающего выше ботубобинского горизонта, в средней части бюкской свиты. Анализ данного построения позволяет сделать достаточно интересные выводы. В юго-юго-западном направлении толщина отложений между репером АК_{бюк} увеличивается от 0 м на Бес-Юряхской площади до 30-40 м в зоне отсутствия горизонта на Хайской площади. Такое увеличение связано с заменой песчаников на сульфатно-доломитовые породы верхнебюкской подсвиты.

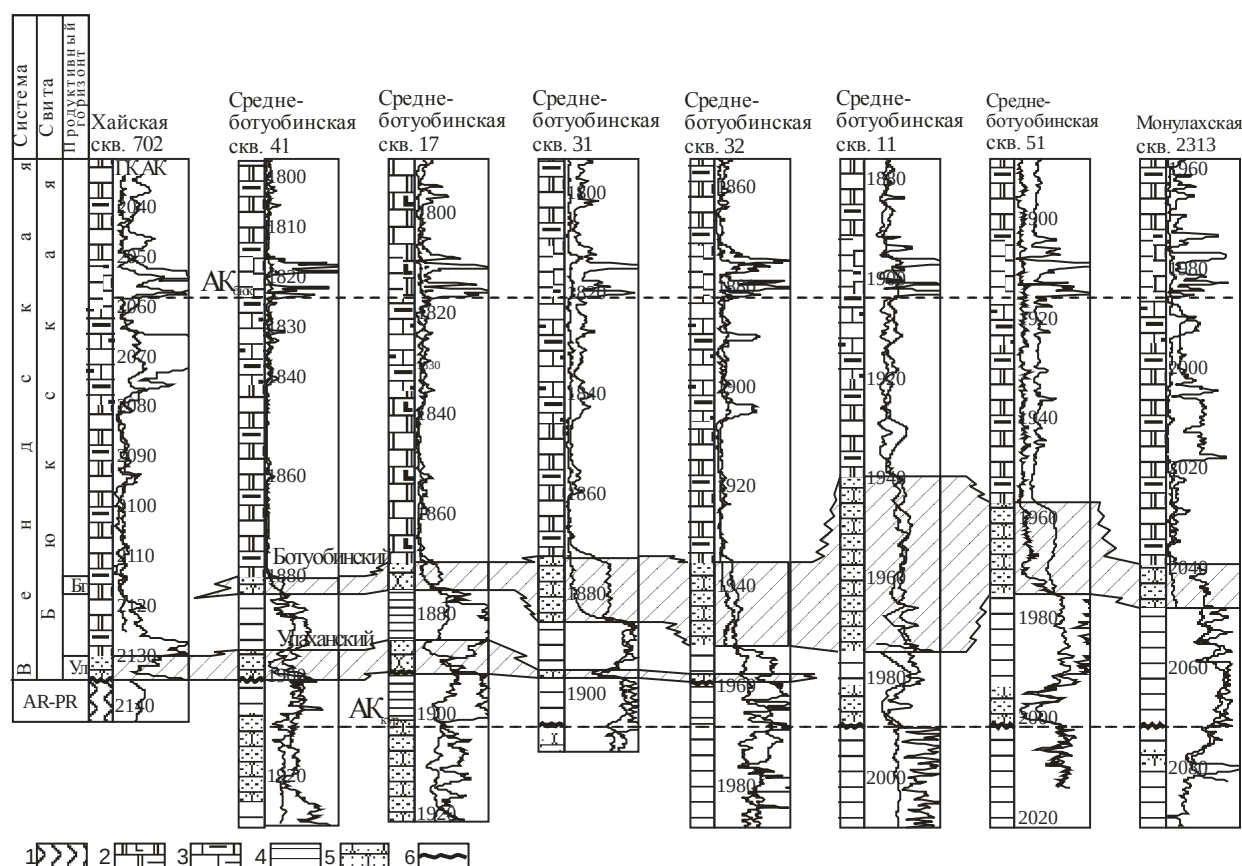


Рис. 3. Корреляционный профиль по линии скважин Хайская 702 - Монулахская 2313:

- 1 - породы фундамента, 2 - ангидритодолмиты, 3 - глинистые доломиты, 4 - песчаники, 5 - аргиллиты, 6 - внутринепский региональный перерыв

Всеми признано существование внутринепского перерыва в осадконакоплении. На представленном корреляционном профиле этот перерыв можно наблюдать на уровне акустического репера АК_{кур} (рис. 2). Анализ толщин между подошвой ботуобинского горизонта и репером АК_{кур} показывает последовательное увеличение толщин горизонта от Среднеботуобинской до Иктехской площади. Это обстоятельство и послужило основой для выделения предботуобинского перерыва, которое было зафиксировано в решениях МРСК [1]. Мы считаем, что сопоставление данных о характере взаимоотношения ботуобинских песчаников с нижележащими отложениями курсовской свиты и условиями формирования горизонта позволяет сделать закономерный вывод об отсутствии перерыва в подошве ботуобинского горизонта. Возрастание толщин верхнекурсской пачки следует связывать с литологическим замещением песчаников ботуобинского горизонта на алевроито-глинистые породы, что является классическим в схеме формирования баровых систем.

Перспективы нефтегазоносности горизонта, с нашей точки зрения далеко не исчерпаны. Нами выделяются три группы баровых тел в ботуобинской баровой системе, далее для упрощения называемые телами или линзами. Южное тело выявлено на Талаканском и Чаяндинском месторождениях. Второе, центральное, тело занимает территорию Среднеботуобинского, Тас-Юряхского, Бес-Юряхского и Иктехского месторождений. И, третье, северное тело расположено на Иреляхском, Маччобинском, Мирнинском месторождениях (рис. 3). Каждое из этих тел хорошо изучено глубоким бурением, но имеются участки, на которых следует сконцентрировать геологоразведочные работы. Для центрального тела таким участком является площадь между Иктехским и Бес-Юряхским месторождениями [8]. Еще более перспективным является северное тело. Выполненные построения позволяют говорить о том, что оно будет прослеживаться далее на северо-восток Маччобинского месторождения.

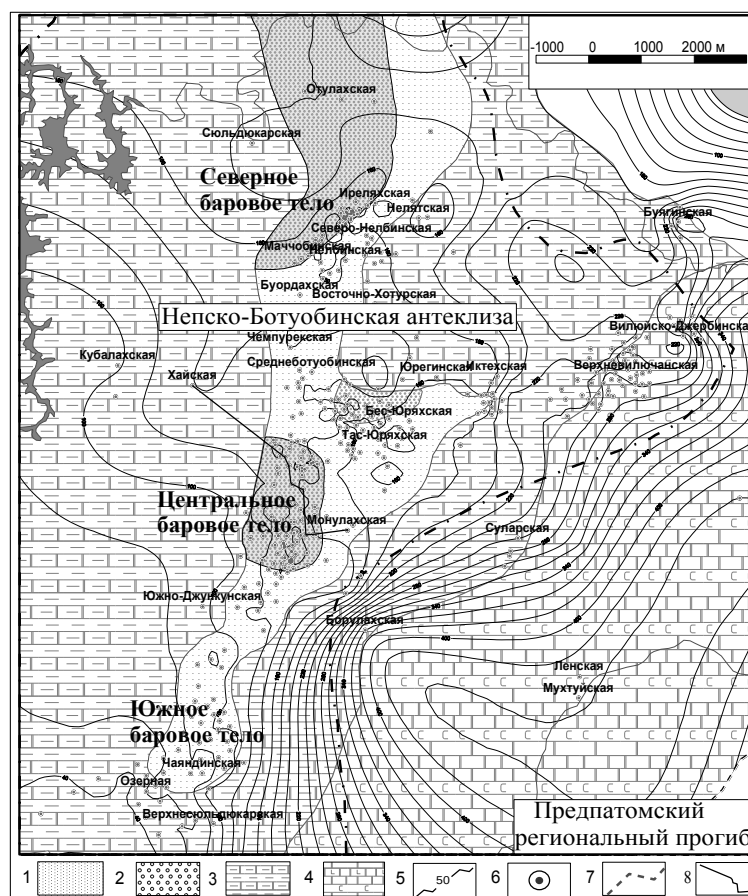


Рис. 3. Схема распространения ботубинского продуктивного горизонта.
Области распространения песчаных отложений:

- 1 - преимущественно мелкозернистых и средне-мелко-зернистых,
- 2 - переслаивания средне-крупнозернистых и средне-мелкозернистых. Области распространения сульфатно-карбонатных отложений буюкской свиты: 3 - с прослоями аргиллитов и глинистых доломитов, 4 - с прослоями каменной соли;
- 5 - изопахиты буюкской свиты; 6 – скважины; 7 - границы НБА; 8 – линия корреляционного профиля

Исходя из типа залежей на северо-востоке Мирнинского выступа (НБА), залежи в центральной линзе, вероятно, будут контролироваться структурным фактором, а на её восточной части – разрывными нарушениями со сбросами до 100 м. Залежи, связанные с северной линзой будут иметь преимущественно структурный контроль, но при тектоническом контроле на её юго-востоке.

Представленные материалы позволяют сделать следующие выводы: 1. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники в средней части горизонта. 2. Ботубинский горизонт представляет собой систему, состоящую из трех баровых тел. 3. Перерыва в осадконакоплении в подошве ботубинского горизонта нет. Это обстоятельство необходимо учесть при составлении новой стратиграфической схемы Сибирской платформы. Ботубинский горизонт предлагается исключить из состава буюкской свиты и включить в курсовскую свиту, с учетом требований Стратиграфического кодекса.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск - 1983. – 64 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. СО РАН, 2007. - 467 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: академическое издание «Гео». – 2005. – 428 с.
4. Воробьев В.Н., Моисеев С.А., Топешко В.А., Ситников В.С. Месторождения нефти и газа центральной части Непско-Ботуобинской антеклизы / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2006. - № 7. - С. 4-17.
5. Лебедев М.В., Чернова Л.С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. - 1996. - № 10. - Т. 37. - С. 51-64.
6. Фомин А.М., Данькина Т.А. Распределение пород-коллекторов в нефтегазоносных горизонтах северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы / Вестник Томского политехнического университета, Томск. – 2010. № 1. - С. 57-61.
7. Вараксина И.В., Хабаров Е.М., Кротова М.М. Влияние структурно-вещественных параметров на коллекторские свойства пород ботуобинского продуктивного горизонта Среднеботуобинского месторождения Восточной Сибири // Актуальные вопросы литологии: Материалы 8 Уральского литологического совещания. - Екатеринбург: ИГГ УрО РАН. - 2010. - С. 59-60.
8. 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. - 20 с.

© А.М. Фомин, С.А. Моисеев, 2012

СЕЙСМОЭМИССИОННАЯ ТОМОГРАФИЯ В УСЛОВИЯХ РЕГУЛЯРНОЙ ТЕХНОГЕННОЙ ПОМЕХИ

Евгений Андреевич Хогоев

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. акад. Коптюга, 3, старший научный сотрудник лаборатории экспериментальной сейсмологии, тел. (383)3333419, e-mail: HoguevEA@ipgg.nsc.ru

Обсуждаются вопросы применимости метода сейсмоэмиссионной томографии в присутствии регулярной помехи. Проведенное численное моделирование позволило выделить характерные особенности искажающего влияния помехи на результаты локализации зон повышенной сейсмической эмиссии. Разработанная методика обработки данных делает возможным снизить влияние помех. Приводятся результаты обработки данных мониторинга по рудному месторождению.

Ключевые слова: сейсмоэмиссионная томография, помехоустойчивость, рудное месторождение.

SEISMIC EMISSION TOMOGRAPHY IN THE PRESENCE OF A REGULAR INTERFERENCE

Evgeny A. Hoguev

Trofimuk institute of petroleum geology and geophysics SB RAS, 3, Akademika Koptyuga Prosp. Novosibirsk, 630090, Russia, senior researcher of Laboratory of experimental seismology, tel. (383)3333419, e-mail: HoguevEA@ipgg.nsc.ru

Discusses the applicability of seismic emission tomography in the presence of a regular interference. The numerical simulation allowed to identify the characteristics of the distorting influence of noise on the results of the localization of zones of high seismic emission. The developed technique enables data processing to reduce interference. The results of monitoring data for ore deposits are given.

Key words: seismic emission tomography, noise immunity, ore deposit.

Введение

Сейсмоэмиссионная томография является одним из перспективных направлений пассивной сейсмики, активно развиваемым в последние годы. Имеются примеры успешного применения сейсмоэмиссионной томографии для изучения и мониторинга активных гидротермальных и вулканических областей, а также для контроля параметров гидроразрыва пласта и мониторинга месторождений углеводородов в процессе их разработки [1-3].

Метод сейсмоэмиссионной томографии основан на суммировании сейсмотрасс, полученных на группе приемников, вдоль годографов, вычисленных для источников, расположенных в узлах сетки, разбивающей исследуемую область среды. Скоростное строение среды считается известным. Если сейсмотрассы содержат сигналы, пришедшие из каких-либо точек среды, суммарные трассы, полученные для узлов сетки, близких точкам источников,

будут характеризоваться повышенной энергией. Визуализируя вычисленный при суммировании параметр, обычно это мера когерентности (semblance) S , можно выделить зоны повышенной сейсмической эмиссии в среде.

На результаты сейсмозмиссионной томографии существенное влияние могут оказывать регулярные помехи техногенного характера [2]. Имея большую амплитуду (т.к. источник часто приповерхностный) и будучи когерентными, эти помехи могут исказить слабый эндогенный сигнал, либо полностью поглотить его. При этом накопление не даст позитивного результата. В случаях, когда спектр таких помех широк, частотная фильтрация не приводит к улучшению ситуации.

При проведении сейсмического мониторинга с использованием обычной сейсмостанции мы, как правило, сталкиваемся с регулярной помехой от электрогенератора. В качестве примера рассмотрим один из профилей по Агаскырскому молибденовому месторождению. На рис. 1 представлены результаты расчета по локализации источников шумов на поверхности наблюдений. Пункты приема обозначены белыми точками. Место расположения генератора четко фиксируется на южном конце профиля, светлым тоном (в нижней части рисунка). При этом значение S достигает значения в разных случаях 0.2-0.4. Глубинный сейсмозмиссионный разрез приведен на рис. 4, а. Здесь значения S на порядок меньше, зоны локализации имеют волнообразный характер, что приводит к выводу о наведенном техногенном характере этих аномалий.

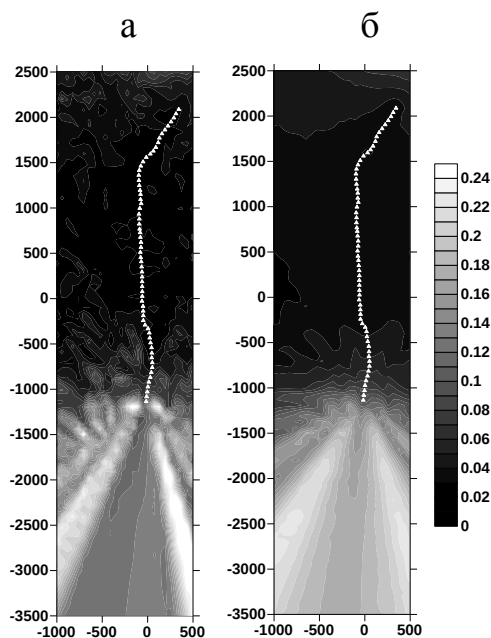


Рис. 1. Распределение меры когерентности S на дневной поверхности:

а – расчет по исходным трассам; б – после подавления частоты 50 Гц.

Площадные координаты, в метрах, горизонтальная ось направление на восток, вертикальная ось – на север

Результаты численного моделирования

Для выявления эффектов, связанных с регулярной помехой проводилось компьютерное моделирование. Мы задаем линейный профиль протяженности 3 км, как в полевом эксперименте, шаг между приемниками 50 м. Генератор расположен на линии профиля в 100 м от первого пункта приема. Предположим, что из точки размещения генератора распространяется прямая волна со скоростью, равной скорости в первом слое, $V=350$ м/с, частотой 50-100 гц. Зададим точечный импульсный источник внутри среды с координатами $X = 2000$ м по профилю, глубина $Z = 600$ м, скорость в среде $V_c = 5000$ м/с. Пример получаемой волновой картины приведен на рис. 2.

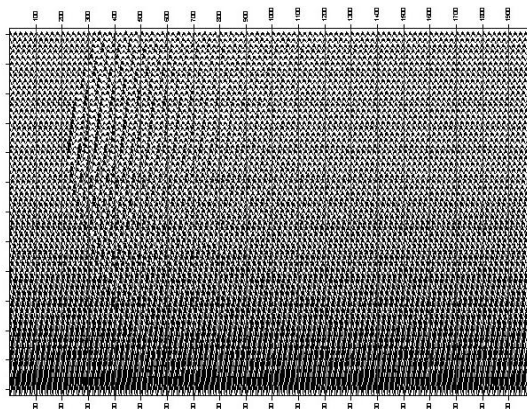


Рис. 2. Смоделированное волновое поле – наложение низкоскоростной волны частотой 50 Гц и погруженного точечного источника.

Проводя расчет по стандартной методике эмиссионной томографии, приходим к следующим результатам (рис. 3.а). Здесь сетка сканирования по горизонтали совпадает с профилем, по вертикали – глубина. Шаг сетки по каждой координате 50 м.

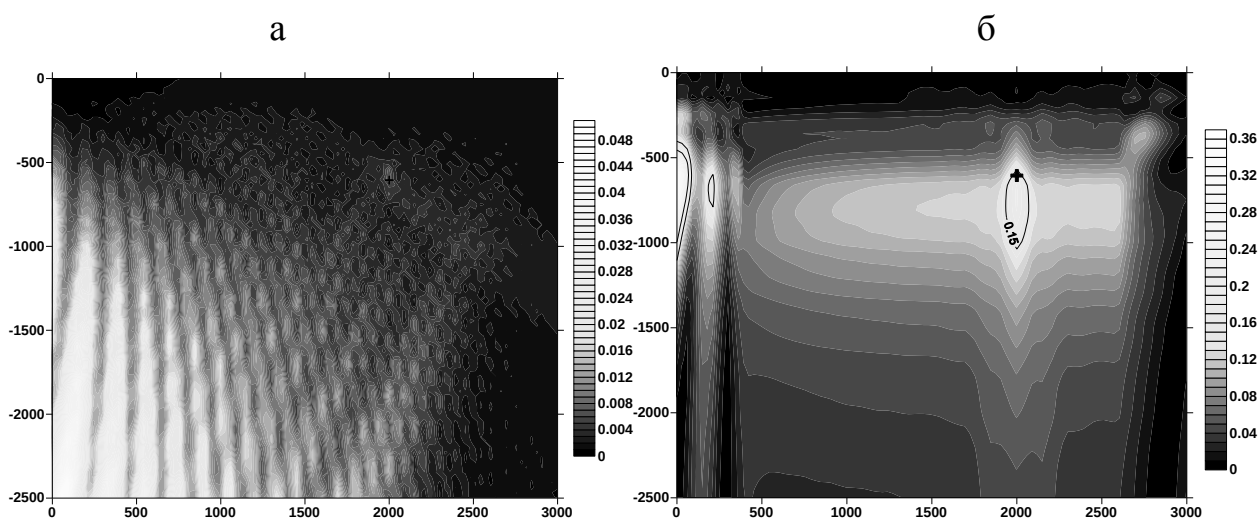


Рис. 3. Результат расчета S с использованием данных моделирования:

а – по стандартной методике; б - с ограничением по удалениям (симметричная выборка). Горизонтальная ось – координата профиля, вертикальная ось – глубина. Крестиком помечено положение источника

На рассчитанном волновом поле (Рис. 2) прослеживаются оси синфазности от точечного источника, однако путем обычного суммирования удастся обнаружить лишь слабый след источника. Очевидно, что суммирование сигнала, содержащего регулярную помеху, при некотором положении точки сканирования приводит к синфазному суммированию помехи и подавлению полезного сигнала. Учитывая, что в большинстве возможных случаев оси синфазности волн-помех имеет прямолинейный характер (звуковая волна, прямая, поверхностная, головная), естественно предположить, что следует ограничиться суммированием по части годографа, который обладает наибольшей кривизной. Предлагается выбирать трассы таким образом, чтобы координаты пунктов приема были симметричны относительно точки сканирования, сузить набор суммируемых трасс по критерию $|X_{\text{тр}} - X_{\text{ск}}| \leq L$, где $X_{\text{тр}}$ - координата трассы по профилю, $X_{\text{ск}}$ - координата точки сканирования по профилю, L - максимальное допустимое удаление.

После ряда численных экспериментов мы определили оптимальный интервал удалений, равный $1/3$ средней глубины исследования, $L=400\text{м}$ в нашем случае. С учетом этого ограничения получаем разрез, представленный на рис. 3, б. Отметим, что удалось подавить искажение, которое практически полностью поглотило полезный сигнал, см. рис. 3, а.

Опробование методики обработки на полевых материалах

По разработанной и опробованной в численном моделировании методике обработки проведена локализация зон сейсмической эмиссии по данным сейсмического мониторинга в районе рудного месторождения. Для сравнения на рис. 4 представлены результаты обработки одного из профилей по стандартной методике эмиссионной томографии и по разработанной методике. Здесь так же, как при моделировании, удалось подавить волнообразную форму меры S , характерную для регулярной когерентной помехи. Тем не менее, аномальная зона в интервале координат профиля 700-900 м на глубине более 1.5 км, возможно, имеет техногенное происхождение, аналогичные эффекты наблюдались при моделировании, в случае смещения источника с линии профиля.

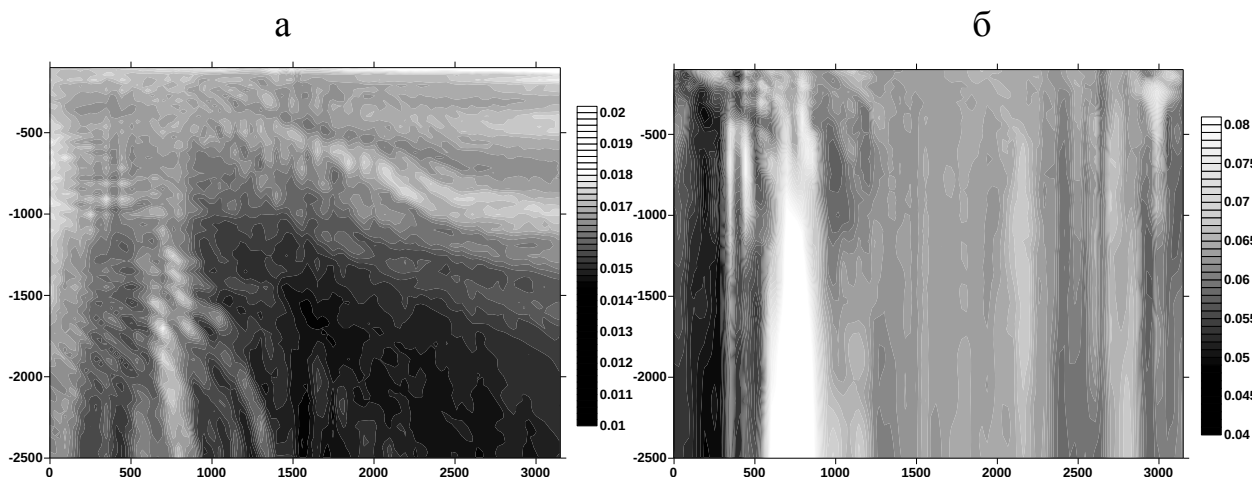


Рис. 4 Обработка полевого эксперимента (1):

а – результат расчета S по стандартной методике; б – с ограничением по удалениям (симметричная выборка). Горизонтальная ось- координата профиля, вертикальная ось – глубина

Обработка другого профиля (2) по стандартной методике дает еще более сложную картину (рис. 5, а). Очевидно, здесь мы имеем дело с наложением нескольких регулярных помех. Также имеет значение условия контакта генератора с поверхностью земли. В то же время вариант обработки с ограничением удалений полностью меняет результат (рис. 5, б). Отметим, что эти расчеты выполнены после подавления частоты 50 Гц. Не приводя здесь рисунка, отметим, что расчет по данным без фильтрации (с ограничением удалений) получается близким к результату (рис. 5, б). Полученный результат в целом соответствует представлениям о блоковой структуре среды в исследуемом районе, а зоны аномально высокой эмиссии близки к предполагаемым разломам [4].

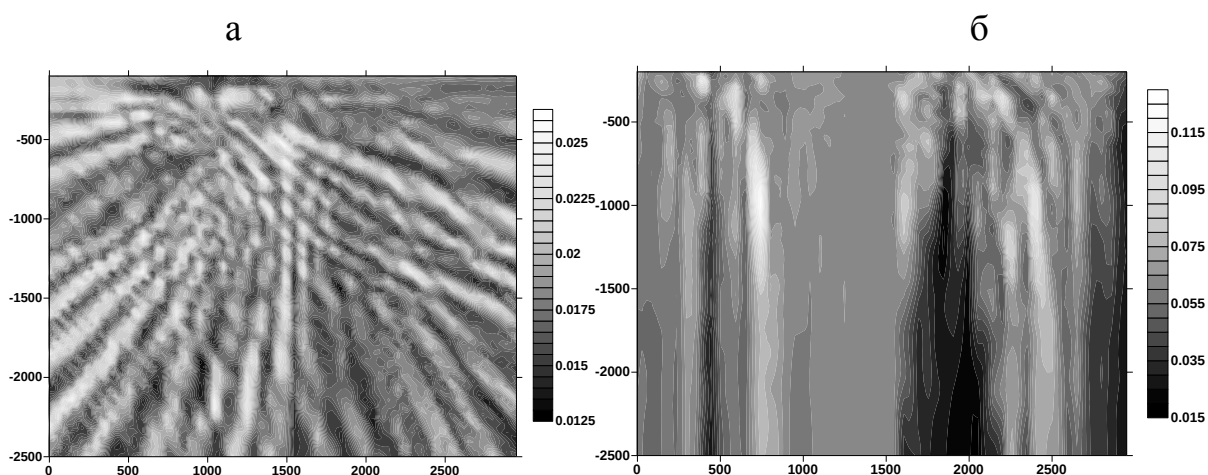


Рис. 5 Обработка полевого эксперимента (2):

а – результат расчета по стандартной методике; б – с ограничением по удалениям (симметричная выборка). Горизонтальная ось- координата профиля, вертикальная ось – глубина

Заключение

Присутствие регулярных волн-помех может полностью исказить эмиссионную картину в исследуемой среде. Использование разработанной методики обработки, основанной на ограничении суммирования по симметричному участку гиперболического годографа с максимальной кривизной, позволяет существенно снизить влияние такой помехи. Успешное применение методики возможно в случае размещения генератора за профилем, на его продолжении. Результаты обработки данных полевого эксперимента доказывают, что метод сейсмозмиссионной томографии является эффективным инструментом диагностики блокового строения и разломных зон.

Обработка данных проводилась с использованием разработанной в ИНГГ СО РАН программы «SETOM» [5].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чеботарева И.Я., Николаев А.В., Сато Х. Исследование источников сейсмической эмиссии в земной коре (Япония, Северный Канто) // Докл. РАН. 1997. Т. 357, № 4. С. 542–546.
2. Чеботарева И.Я., Кушнир А.Ф., Рожков М.В. Устранение интенсивной помехи при пассивном мониторинге месторождений углеводородов методом эмиссионной томографии // Физика Земли. 2008. № 12. С. 65–82.
3. Хогоев Е.А., Колесников Ю.И. Применение сейсмозмиссионной томографии для изучения геодинамически активных зон // Технологии сейсморазведки. - 2011. - № 1. - С. 59-65.
4. Хомичев В. Л., Хомичева Е. С, Сольцман А. Е. Агаскырское молибденовое месторождение (Кузнецкий Алатау) // Геология рудных месторождений.- 1978. - № 2. – С. 27-39.
5. Хогоев Е.А. Программа для ЭВМ “SETOM” / Свид. № 200916228 от 11.11.09. - М.: Роспатент, 2009.

© Е.А. Хогоев, 2012

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ РАССОЛОВ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЛИТИЯ И БРОМА

Степан Львович Шварцев

Томский Филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 634021, г. Томск, Академический пр., 3, доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор, тел. (3822)491-581, e-mail: tomsk@ipgg.nsc.ru

Сергей Владимирович Алексеев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры СО РАН, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, доктор геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией гидрогеологии, тел. (3952)426-637; e-mail: salex@crust.irk.ru

Андрей Гелиевич Вахромеев

Иркутский филиал «Роснефть-Бурение», 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 257, оф. 901-917, доктор геолого-минералогических наук, главный геолог; тел. 8983-418-51-48, e-mail: andrey_igp@mail.ru

Людмила Павловна Алексеева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры СО РАН, 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 128, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, тел. (3952)422777, e-mail: lalex@crust.irk.ru

Представлены новые данные о распространении и геохимических особенностях промышленных подземных вод Иркутской области, Красноярского края и Западной Якутии, перспективных для извлечения ценных компонентов – лития и брома.

Ключевые слова: промышленные рассолы, литий, бром, гидрогеологические формации и водоносные комплексы, геохимия подземных вод, Сибирская платформа.

PERSPECTIVE USE OF INDUSTRIAL BRINES IN SIBERIAN PLATFORM FOR EXTRACT OF LITHIUM AND BROMINE

Stepan L. Shvartsev

Tomsk department of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Science, Akademicheskii av., 3, Tomsk, 634021, DSci, professor, Director, tel. (3822)491-581, e-mail: tomsk@ipgg.nsc.ru

Sergey V. Alexeev

Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of Russian Academy of Science, Lermontov street, 128, Irkutsk, 664033, DSci, Head of Laboratory of hydrogeology, tel. (3952)426637; e-mail: salex@crust.irk.ru

Andrey G. Vakhromeev

Irkutsk Department of «Rosneft'burenje», Lermontov street, 257, of. 901-917, Irkutsk, 664033, DSci, Principle geologist, tel. 89834185148; e-mail: andrey_igp@mail.ru

Ludmila P. Alexeeva

Institute of the Earth's Crust of Siberian Branch of Russian Academy of Science, 128 Lermontov street, Irkutsk, 664033, PhD in Geology, Senior research scientist, tel. (3952)422777; e-mail: lalex@crust.irk.ru

New data on the distribution and geochemical characteristics of ground industrial brines on the Irkutsk and Krasnoyarsk regions and Western Yakutia, prospecting to extract valuable components - lithium and bromine are presented.

Key words: industrial brines, lithium, bromine, hydrogeological formations and aquifer complexes, groundwater geochemistry, Siberian Platform.

Литий и бром сегодня используются практически во всех областях человеческой деятельности: электрохимической и ядерной энергетике; авиационном и ракетно-космическом материаловедении; оборонной, химической и нефтехимической промышленности; металлургии; машиностроении; медицине и санитарии; электронной технике.

Одной из насущных задач современности является переход от разработки твердых месторождений полезных ископаемых к освоению нетрадиционного гидроминерального сырья. Огромные ресурсы "жидкой" руды содержит в своих недрах Сибирская платформа.

Цель настоящей статьи – дать представление о распространении и геохимических особенностях высококонцентрированных поликомпонентных рассолов, о содержании лития и брома в этих высокоминерализованных растворах на Сибирской платформе с привлечением новейших данных, полученных при геолого-гидрогеологических исследованиях в этом регионе.

Требования к минимальным концентрациям в промышленных водах не являются постоянными и обусловлены во многом уровнем развития экономики, техники и технологии, потребления этих компонентов в различных отраслях хозяйства и конъюнктурой мирового рынка. В настоящее время минимальные концентрации элементов, представляющих промышленный интерес (кондиционное содержание), составляют (мг/л): литий – 10-20, бром – 150-250.

В хлоридных рассолах Сибирской платформы содержание лития и брома в десятки раз превышает концентрации этих элементов в водах, что позволяет рассматривать природные растворы как уникальное промышленное сырье (табл. 1).

Таблица 1. Максимальное содержание брома и лития в подземных рассолах Сибирской платформы

Район	Минерализация воды, г/л	Br ⁻ , мг/л	Li ⁺ , мг/л
Иркутская область	631	12600	480
Красноярский край	386	8000	900
Западная Якутия	404	6500	415

Рассолы платформенной части Иркутской области. Осадочные толщи платформенной части Иркутской области (южной части Сибирской платформы)

представлены породами от позднего докембрия до среднего палеозоя. Большую часть разреза занимают нижнепалеозойские (кембрийские) отложения, за исключением южной и юго-восточной окраин региона, где широко развиты траппы пермо-триаса.

Отложения чехла вмещают разнообразные по составу и минерализации подземные воды – от пресных до рассолов различной крепости, в том числе и предельно насыщенных с минерализацией более 600 г/л. Распространение рассолов в рассматриваемом регионе предопределяется присутствием в разрезе каменной соли.

По отношению к пластам каменной соли в регионе выделяются подсолевая (терригенная), соленосная (галогенная) и надсолевая (карбонатная) гидрогеологические формации. С точки зрения освоения подземных промышленных вод наиболее перспективными являются соленосная (галогенная) и подсолевая (терригенная) гидрогеологические формации. Для галогенной формации характерно развитие крепких, весьма крепких и предельно насыщенных рассолов с минерализацией 380-500 г/л (при максимальном значении 631 г/л). По химическому составу они относятся к хлоридным натриево-кальцевым, реже кальцево-натриевым.

Среднее содержание лития в рассолах галогенной формации составляет 208, брома – 5 200 мг/л при максимальной их концентрации 600 и 12 600 мг/л.

Рассолы терригенной гидрогеологической формации имеют минерализацию 195-423 г/л. По химическому составу они хлоридные натриево-кальцево-евые. В целом среднее содержание лития в рассолах составляет 68, а брома – 4 000 мг/л.

Рассолы Красноярского края развиты в западной части Сибирской платформы, включая Тунгусскую синеклизу. Нижние горизонты чехла представлены галогенно-карбонатными породами венда-кембрия. Выше залегает толща преимущественно карбонатно-терригенных образований верхнего кембрия, ордовика, силура, девона и нижнего карбона. Перекрывают ее угленосные толщи верхнего палеозоя. С поверхности осадочные отложения перекрыты вулканогенными образованиями нижнего триаса.

Тунгусская синеклиза является крупнейшим резервуаром хлоридных солёных вод и рассолов, которые повсеместно заполняют отложения от докембрия до триаса и имеют куполообразное залегание на площади около 400 тыс. км². Это феноменальная гидрогеохимическая область с однозональным типом разреза.

В составе рассолов абсолютное преобладание среди анионов имеет хлор. Вариации катионного состава связаны с изменением содержания натрия и кальция (магний всегда имеет подчиненное значение) – от почти полного отсутствия до абсолютного преобладания одного за счет другого. Минерализация хлоридных рассолов достигает 386 г/л, максимальное содержание лития и брома в рассолах Красноярского края составляет 1 000 и 8 000 мг/л.

Рассолы Западной Якутии. Отложения осадочного чехла представлены терригенно-карбонатными толщами венда, галогенно-карбонатными,

терригенно-карбонатными осадками кембрия и ордовика, терригенными толщами верхнего палеозоя и нижнего мезозоя. Осадочный чехол прорван большим количеством трапповых интрузий и кимберлитовых трубок.

Характерной особенностью геологического строения северной части Западной Якутии является отсутствие мощных выдержанных пластов каменной соли. Хлоридные кальциевые рассолы с минерализацией до 400 г/л приурочены как к многочисленным кимберлитовым телам, так и к вмещающим осадочным породам. Среднее содержание лития в подземных водах составляет 138, брома - 3900 мг/л при максимальной их концентрации 415 и 6500 мг/л.

Южнее 64° с.ш. распространение рассолов контролируется пластами каменной соли. В рассолах соленосной и подсолевой гидрогеологических формаций содержание лития и брома достигает 91 и 6800 мг/л соответственно.

Региональные оценки геологических и извлекаемых запасов солей в уникальных рассолах Сибирской платформы [1-6] доказывают чрезвычайно высокую перспективность сырьевой базы для использования гидроминерального сырья («жидкой поликомпонентной руды») как альтернативного по отношению к твердым месторождениям полезных ископаемых. Эксплуатационные запасы высококонцентрированных рассолов Иркутской области, Красноярского края и Западной Якутии являются достаточной базой для организации промышленного производства лития, брома и других ценных компонентов с низкой себестоимостью.

Работа выполнена при финансовой поддержке Президиума СО РАН (ИП № 110 "Гидроминеральные ресурсы Сибири и сопредельных территорий: рудогенерирующий потенциал, новые технологии комплексной переработки, экологическая безопасность").

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеев С.В., Алексеева Л.П., Вахромеев А.Г. Литиеносные подземные воды Сибирской платформы // Материалы Всероссийского научно-практического совещания с международным участием. Новосибирск. 24-26 мая 2011г. Издательство СО РАН, 2011. С. 7-14.
2. Анциферов А.С. Ресурсы уникальных хлоридных кальциевых рассолов Сибирской платформы и проблемы их промышленного освоения // Разведка и охрана недр, 2004. № 8-9. С. 30-32.
3. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и концепция освоения промышленных рассолов (на примере юга Сибирской платформы): Автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук. – Иркутск, 2009. 36 с.
4. Владимиров А.Г., Пиннекер Е.В., Писарский Б.И., Алексеев С.В., Кусковский В.С., Владимиров В.Г., Волкова Н.И., Белозеров И.М. Оценка литиеносности подземных вод и высокоминерализованных озер Красноярского края, Республики Хакасия и Иркутской области // Результаты работ по государственному заказу ОАО «ТВЭЛ», 1996, в двух томах.- Т. 1 – 356 с., Т. 2 – 420 с.
5. Вожов В.И., А.А. Герт, М.Н. Назарова, Е.М. Паркаев Ресурсы гидроминерального сырья Тунгусского бассейна и экономическая оценка их использования // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 гг. Ч. 2. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1995. С. 108-111.

6. Дзюба А.А., Пиннекер Е.В., Шварцев С.Л. Обоснование категорий и методики оценки геологических запасов рассолов Сибирской платформы // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 гг. Ч. 2. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1995. С. 101-104.

© С.Л. Шварцев, С.В. Алексеев, А.Г. Вахромеев, Л.П. Алексеева, 2012

ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ И МОДЕЛИ СТРОЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НЕФТИ И ГАЗА ВЕНДСКО-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДПАТОМСКОЙ И ПРИЛЕГАЮЩЕЙ ТЕРРИТОРИИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ НГО (ЛЕНО-ТУНГУССКАЯ НГП)

Георгий Георгиевич Шемин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090 г. Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией, тел. 8 (383) 3-35-64-20, e-mail: SheminGG@ipgg.nsc.ru

В статье приведены результаты детальной корреляции вендских и нижнекембрийских отложений, выполненной с использованием цикло-литостратиграфического метода на уровне пачек циклического строения; впервые приведена характеристика моделей строения всех выделенных региональных резервуаров, в том числе поднадвиговой территории.

Ключевые слова: корреляция, свита, подсвиты, пачка, резервуар, флюидоупор, проницаемый комплекс, продуктивный пласт, коллектор.

DETAILED CORRELATION AND GEOLOGICAL MODELS OF REGIONAL OIL AND GAS RESERVOIRS IN THE VENDIAN-LOWER CAMBRIAN DEPOSITS FROM THE PATOM AND ADJACENT AREAS OF THE NEPA-BOTUOBA PETROLEUM REGION (THE LENA-TUNGUSSKA PETROLEUM PROVINCE)

Georgy G. Shemin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, DSc., Head of Laboratory, tel.: (383) 335-64-20 email: SheminGG@ipgg.nsc.ru

The paper provides the results of detailed correlation of the Vendian and Lower Cambrian deposits, carried out with the use of cyclolithostratigraphic method at a level of interbedded members of cyclic structure; it's the first time that structural models of all the established regional reservoirs have been characterized, including that of the underthrust area.

Key words: correlation, formation, subformation, interbedded member, reservoir, impermeable bed, permeable complex, producing interval, container rock.

Предпатомская НГО, выделенная в контурах одноименного прогиба, расположена в юго-восточной части Лено-Тунгусской НГП вдоль действующего нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан и является потенциальным крупным объектом подготовки запасов углеводородного сырья.

Детальная корреляция отложений вендско-нижнекембрийского комплекса Предпатомской НГО осуществлена по ранее использованной методике сопоставления разновозрастных отложений южных и центральных районов нефтегазоносной провинции [1]. В них практически отсутствует скелетная фауна, поэтому при детальной корреляции применен литоциклостратиграфический метод [1].

В рассматриваемых вендско-нижнекембрийских подсолевых отложениях Предпатомской и смежной территории Непско-Ботуобинской НГО выделены и наиболее часто прослежены по площади 49 пачек циклического строения, которым придается квазиизохронная значимость. Корреляция отложений приведена на 9 профилях. Один из них приведен на рис. 1.

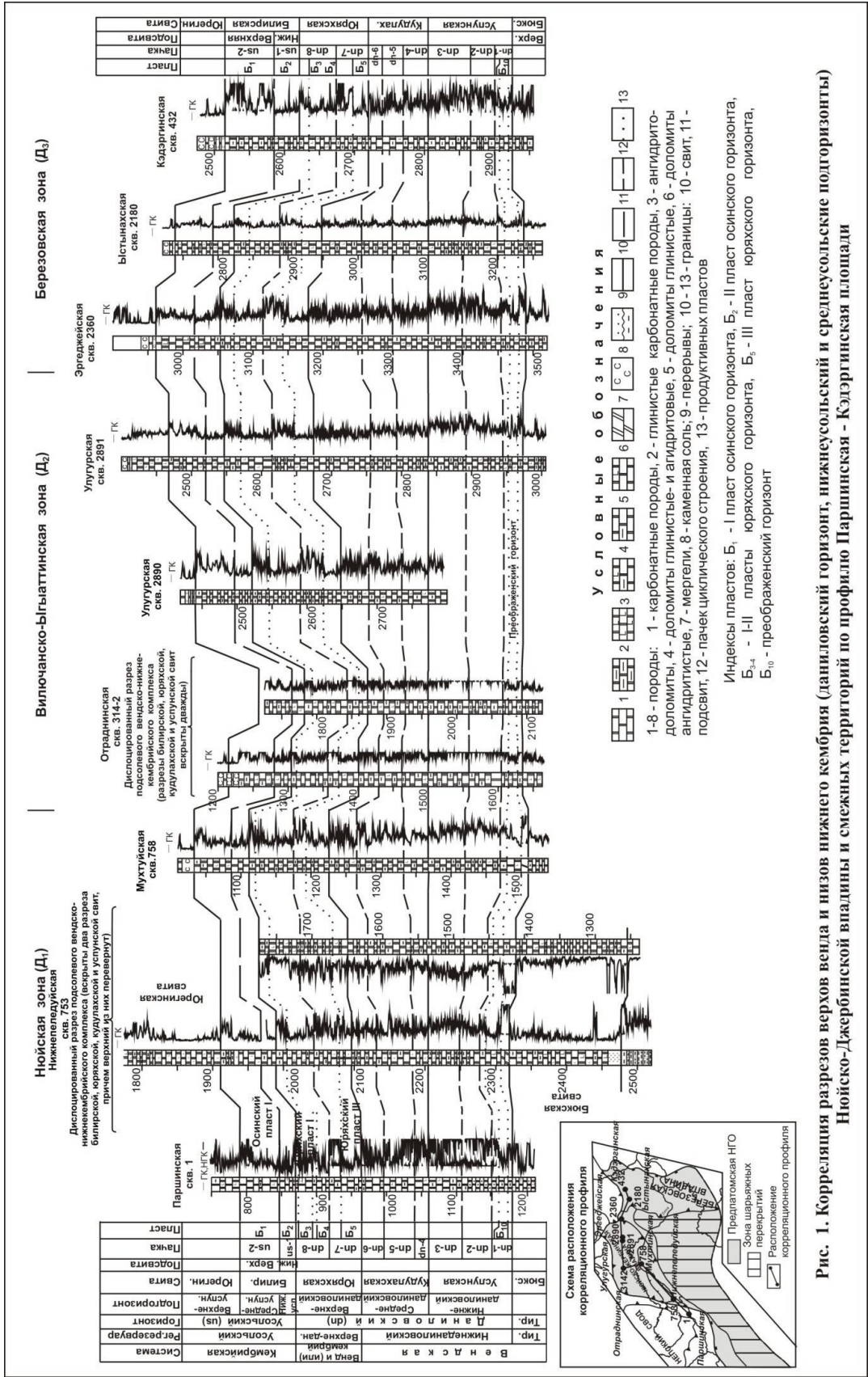


Рис. 1. Корреляция разрезов верхов венда и низов нижнего кембрия (даниловский горизонт, нижеусольские и среднеусольские подгоризонты) Нойско-Джербинской впадины и смежных территорий по профилю Паршинская - Кадэргинская площадь

В подсолевом карбонатном комплексе (даниловский, усольский горизонт) выделенные пачки с большой степенью достоверности прослежены на всей ее территории, а в нижезалегающих терригенно-карбонатных отложениях (непский и тирский горизонты) обычно лишь в смежных с Непско-Ботубинской области участках.

Вендско-нижнекембрийский подсолевой нефтегазоносный комплекс Предпатомской НГО за счет проявления надвиговых тектонических движений, значительно дислоцирован. Во многих скважинах зафиксированы его проявления в виде вскрытия в их разрезах стратиграфических подразделений в несколько раз (от 2 до 5). Особенно интенсивно дислоцированы отложения на Отраднинском месторождении и в целом на территории Нюйско-Джербинской впадины. Однако, не следует негативно оценивать влияние надвиговых тектонических движений на перспективы нефтегазоносности Предпатомской области. Об этом свидетельствует мировой опыт открытия месторождений нефти и газа в подобных тектонических условиях. Эта мысль подтверждается открытием Отраднинского месторождения, продуктивный разрез которого весьма дислоцирован.

На территории Предпатомской НГО, как и Непско-Ботубинской, выделяются семь региональных нефтегазоносных резервуаров: вилючанский, нижненепский, верхненепский, тирский, нижнеданиловский, верхнеданиловский и усольский, каждый из которых состоит из проницаемого комплекса и флюидоупора [1]. Ниже приведена краткая характеристика нижненепского резервуара.

Нижненепский резервуар распространен в северо-западной половине Предпатомского НГО, где простирается в виде полосы, простирающейся вдоль юго-восточной границы Непско-Ботубинской области. Представлен резервуар преимущественно аргиллитово-песчаниковыми породами одноименного подгоризонта. Толщина его изменяется от десятков до 500 м.

Проницаемый комплекс резервуара объединяет преимущественно песчаные породы талахского, улаханского, безымянного горизонтов и верхнечонского пласта II (пласт В₁₃). Состав его весьма разнообразен. Выделяются песчаниковый, преимущественно песчаниковый и аргиллитово-алевролитово-песчаниковый типы разрезов. Толщина проницаемого комплекса изменяется от нескольких до 150 м. Толщина песчаников варьирует от нескольких до 180 м.

Коллектора проницаемого комплекса обычно имеют очаговое распространение (рис. 2). Толщина их изменяется от 1-3 до 30 м, наиболее часто – от 3 до 15 м. Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов невысокие. Пористость их изменяется от 8-9 до 12-15%, проницаемость – от нескольких единиц до $(100-300) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Флюидоупор нижненепского резервуара повсеместно перекрывает его проницаемый комплекс. Сложен он преимущественно аргиллитами средней и верхней частей нижненепской, нижнепаршинской, нижнекурсурской подсвет и их возрастных аналогов. Толщина его изменяется от 30-50 до 300 м. Качество его высокое.

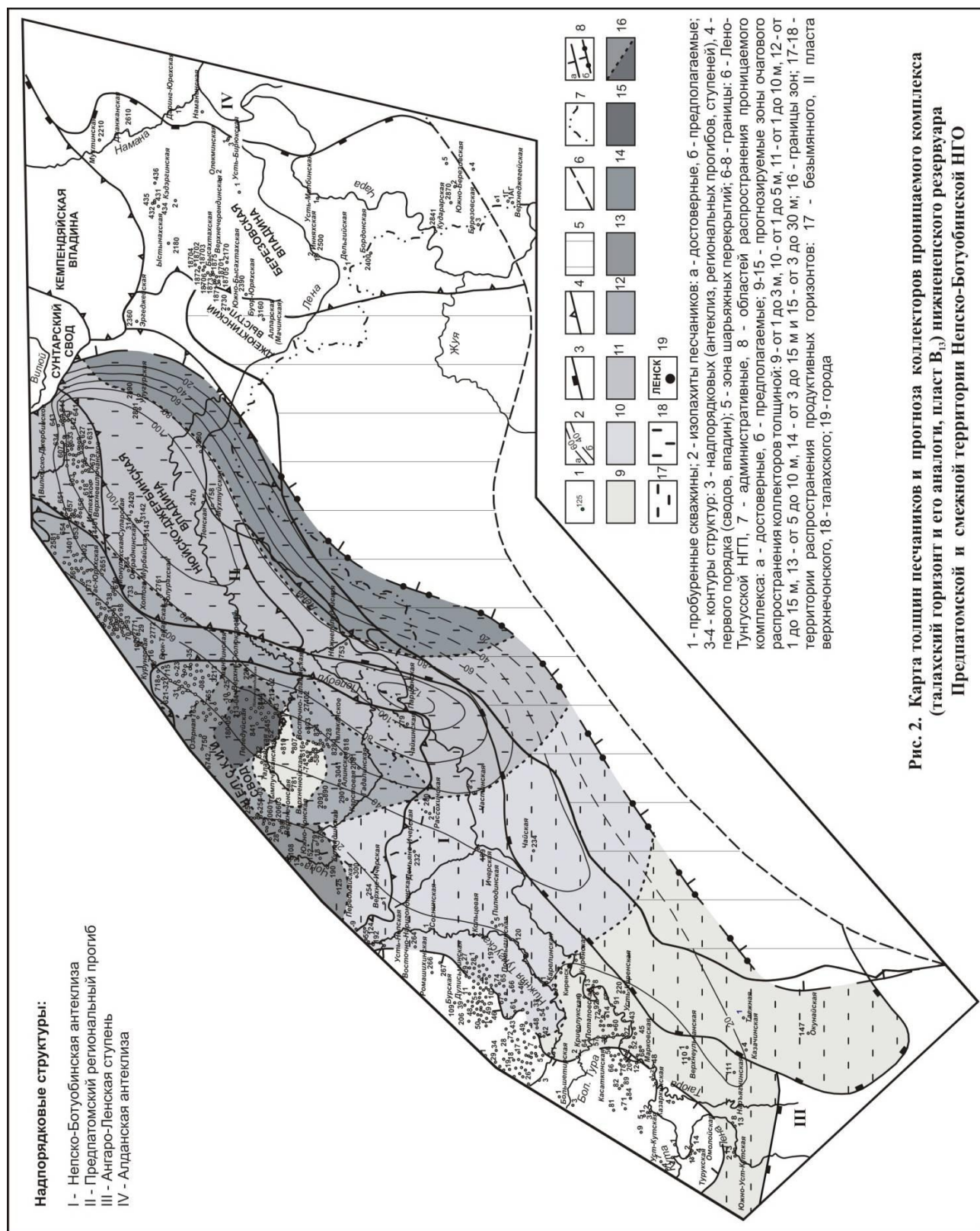


Рис. 2. Карта толщин песчаников и прогноза коллекторов проницаемого комплекса (талахский горизонт и его аналоги, пласт B₁₃) нижнепенского резервуара Предплатомской и смежной территории Непско-Ботуобинской НГО

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск, Издательство СО РАН, 2007. - 467 с.

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В РАЗЛИЧНЫХ РАЙОНАХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ

Вика Георгиевна Эдер

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Лаборатории седиментологии, тел. (383) 333 23 03, e-mail EderVG@ipgg.nsc.ru

Альбина Григорьевна Замирайлова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории седиментологии, тел. (383) 333-23-03, e-mail ZamirailovaAG@ipgg.nsc.ru

Юрий Николаевич Занин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Лаборатории седиментологии, тел. (383) 333-23-03, e-mail ZaninYN@ipgg.nsc.ru

По литологическому составу, соотношению основных типов пород (аргиллитов с одной стороны и глинисто-кремнистых пород и силицитов с другой), анализу мощностей выделены шесть типов разрезов баженовской свиты. Предварительно намечены области периодического поступления глинистого материала низкоплотностных турбидитных потоков во время осадконакопления баженовской свиты, а также области, в которые эти потоки не поступали вообще или поступали лишь на заключительных этапах седиментации.

Ключевые слова: верхняя юра, черные сланцы, баженовская свита, типы разрезов.

PECULIARITIES OF THE BAZHENOV FORMATION LITHOLOGICAL STRUCTURE IN THE DIFFERENT REGIONS OF THE WEST SIBERIAN GEOSYNECLISE

Vika G. Eder

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, PhD in Geology, Research scientist, Laboratory of Sedimentology, tel. (383) 333-23-03, e-mail EderVG@ipgg.nsc.ru

Albina G. Zamirailova

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, PhD in Geology, Senior research scientist, Laboratory of Sedimentology, tel. (383) 333-23-03, e-mail ZamirailovaAG@ipgg.nsc.ru

Yuri N. Zanin

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, DSc., Leading research scientist, Laboratory of Sedimentology, tel. (383) 333 23 03, e-mail ZaninYN@ipgg.nsc.ru

For the Bazhenov Formation six types of sections according to their lithological composition, main rocks types ratio (argillites from one side and clayey-siliceous rocks and cherts from the other) and analysis of sections thickness were established. Regions with periodic supply of clay material by low-density turbidities, regions that such turbidity currents didn't reach, or reached them only on the final stages of Bazhenov Formation sedimentation have been outlined.

Key words: Upper Jurassic, black shales, Bazhenov Formation, section types.

Черносланцевая баженовская свита волжского яруса – нижней части берриаса развита на огромной территории ЗСГ, превышающей 1 млн. км². Мощность свиты составляет на большей части площади 25-30 м, достигая в отдельных случаях 50 м, редко более. Баженовская свита представлена двумя основными вещественно-генетическими типами пород – глинисто-кремнистыми породами и силицитами с одной стороны и аргиллитами – с другой. Среднее содержание органического углерода в аргиллитах баженовской свиты редко превышает 5 %, в то время как глинисто-кремнистые породы и силициты характеризуются содержанием органического углерода более 5 %. Ранее было установлено [1], что глинисто-кремнистые породы являются продуктом медленного фоновое осаждения (гемипелагические и пелагические осадки), аргиллиты отнесены к турбидитным образованиям.

Выдвигались различные схемы типизации разрезов баженовской свиты [2- 5], разработанные, главным образом, на основе ее каротажных характеристик.

Целью настоящего исследования являлось уточнение седиментологических особенностей формирования баженовской свиты на основе типизации ее разрезов в сочетании с особенностями пространственного распределения слагающих ее пород, что не входило в программы работ предыдущих исследователей.

Детальное литологическое изучение разрезов проведено по 38 скважинам. Породы исследовались макроскопически в кернах и микроскопически в шлифах (1200). Для большинства проб определялось содержание органического углерода и основных породообразующих оксидов: SiO₂, Al₂O₃, Fe₂O₃, CaO, MgO, MnO, K₂O, Na₂O, P₂O₅, S сульфатная, S сульфидная, CO₂ (950 проб). С целью уточнения состава глинистых минералов проводился рентгеновский анализ фракции менее 0,002. Особое внимание обращалось на текстурные (микротектурные) особенности пород, изменения мощностей свиты и отдельных пачек пород в ее составе. При выделении типов разрезов кроме детального литологического анализа, использовались каротажные диаграммы КС, ПС, ГК, НГК для установления каротажных характеристик основных типов ее пород.

Районирование отложений было бы правильно проводить по литолого-фаціальным зонам, но изученного нами материала для этого недостаточно. Поэтому в основу районирования был положен географический принцип с выделением Центрального района, охватывающего Северное Приобье (до 75° СШ) и Обь-Иртышское междуречье (до 56° СШ), Восточно-Центрального (восточнее р. Оби в условно-меридиональном течении, а севернее - ориентировочно восточнее 80° ВД), Северного (севернее 65° СШ).

По взаимоотношению пород разных типов выделено шесть типов разрезов баженовской свиты (рис. 1).

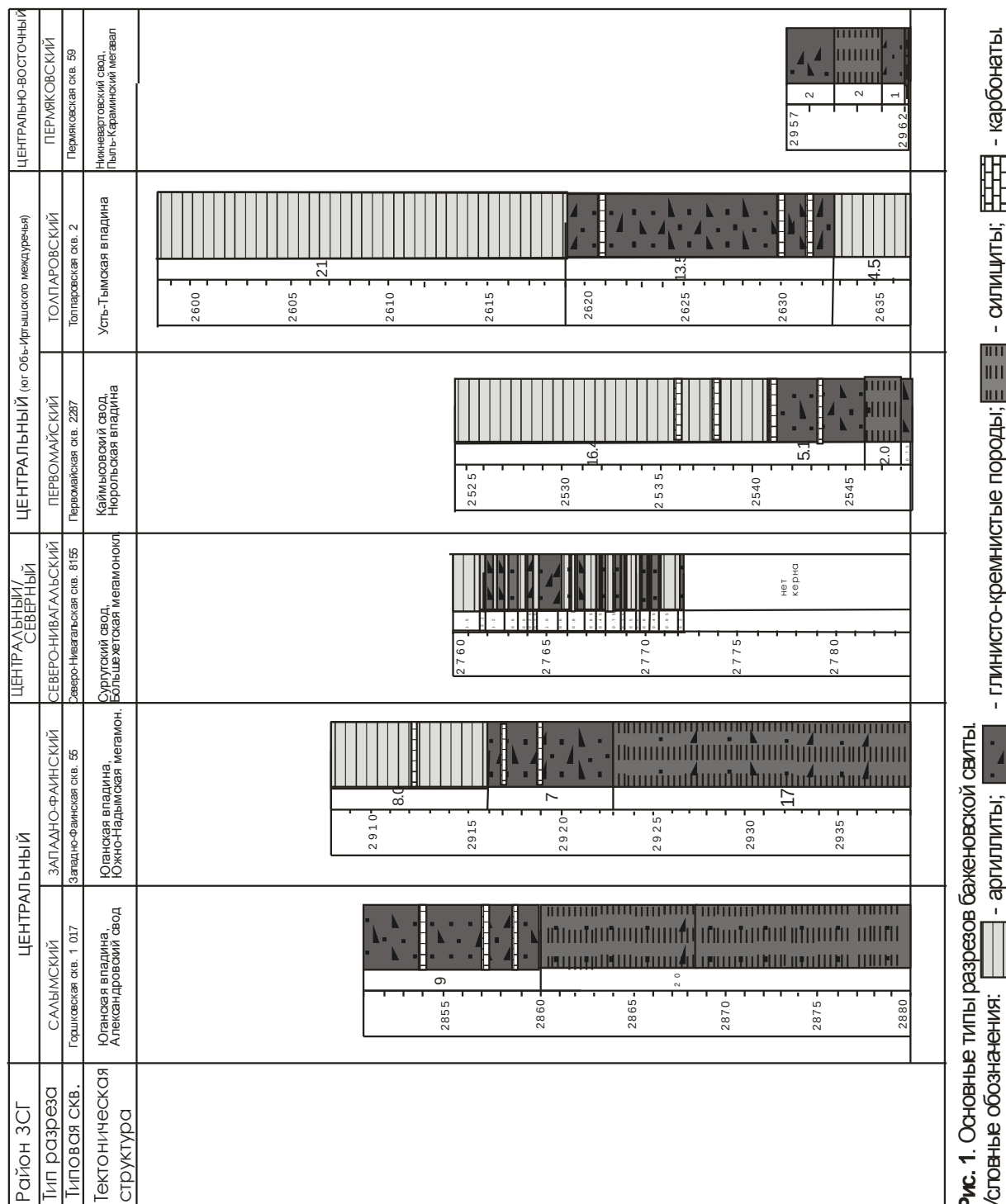


Рис. 1. Основные типы разрезом баженоской свиты.

условные обозначения:

...;

1

di;



;

19

1. **Первомайский тип.** Разрезы в своей нижней половине представлены высокоуглеродистыми глинисто-кремнистыми породами (содержание как глинистого, так и кремнистого материала не превышает 50 %) и силицитами (содержание кремнезема более 50 %) с содержанием органического углерода более 10 %; верхняя часть разреза сложена относительно низкоуглеродистыми аргиллитами с содержанием $C_{орг}$ менее 5 %. Мощность глинисто-кремнистых пород и силицитов в разрезах этого типа составляет 10-15 м, аргиллитов – 6-15

м. Мощности свиты в отдельных скважинах изменяются от 25 до 30 метров. Типовой разрез по скважине № 2287 Первомайской площади (Каймысовский свод). Этот тип разреза встречен в скважинах юга Центрального района (юг Обь-Иртыш-ского междуречья) в районе Каймысовского свода и Нюрольской впадины.

2. **Толпаровский тип.** Разрез, в нижней части представлен аргиллитами, средняя его часть складывается глинисто-кремнистыми породами и силицитами, верхняя часть разреза вновь представлена аргиллитами. Мощность разреза составляет порядка 40 метров. По соотношению двух основных типов пород баженовской свиты преобладают аргиллиты. Типовой разрез по скважине № 2 Толпаровской площади. Этот тип разреза наблюдается в южной части Центрального района (юг Обь-Иртышского междуречья) в районе Усть-Тымской впадины.

3. **Пермяковский тип.** Разрезы, полностью сложенные глинисто-кремнистыми породами, отличаются пониженными мощностями (порядка 10 м) и несколько пониженными содержаниями органического углерода (7-9 %). Типовой разрез принят по скважине № 59 Пермяковской площади. Этот тип разреза распространен в скважинах Центрально-Восточного района на территории Нижневартовского свода, Пыль-Караминского мегавала.

4. **Салымский тип.** Разрез средней и повышенной мощности (30-35 м) представлен главным образом глинисто-кремнистыми породами и силицитами, характеризуется в верхней части повышенной карбонатностью и также повышенным содержанием органического углерода (10-15 %, в отдельных пробах до 18 %). Типовой разрез принят по скважине № 1017 Горшковской площади. Этот тип разреза встречается в Центральном районе (север Обь-Иртышского междуречья) на территории Юганской мегавпадины.

5. **Западно-Фаинский тип.** В своей нижней и средней частях общей мощностью около 25 м разрез представлен глинисто-кремнистыми породами и силицитами; верхняя часть разреза складывается аргиллитами мощностью не более 10 м. В отличие от Первомайского типа разреза высокоуглеродистые глинисто-кремнистые породы здесь существенно преобладают над аргиллитами. Типовой разрез принят по скважине № 55 Западно-Фаинской площади. Разрезы этого типа встречаются в Центральном районе на территории Юганской мегавпадины и Южно-Надымской мегамоноклизы.

6. **Северо-Нивагальский тип.** Разрез (или его часть), характеризующийся переслаиванием аргиллитов и глинисто-кремнистых пород при толщине слоев от сантиметров до метров. Мощность свиты по различным скважинам колеблется в пределах 20-40 метров. Типовым для данного типа разреза является наблюдаемый по верхней части свиты по скважине № 8155 Северо-Нивагальской площади, где в интервале 12 м выделяется порядка 70 таких чередующихся слоев. Этот тип разреза встречается в единичном случае в Центральном районе на Сургутском своде и в Северном районе на территории Большехетской мегамоноклизы.

В северной части Обь-Иртышского междуречья наблюдаются разрезы Салымского и Западно-Фаинского типа. Разрезы первого из них, в отличие от второго, аргиллитов не содержат. Оба типа разрезов характеризуются мощностью высокоуглеродистых пород в 25-35 м и повышенной карбонатностью. Эти же типы разрезов встречаются севернее Обь-Иртышского междуречья в районе Южно-Надымской мегамоноклизы. Восточнее, в районе Нижневартовска, где установлен Пермьяковский тип разреза, мощность баженовской свиты уменьшается до 10 метров, аргиллиты в разрезах отсутствуют, также снижается в породах и содержание органического углерода.

В результате типизации разрезов уточнены обстановки формирования свиты в различных частях ЗСГ. Предварительно намечены области периодического поступления глинистого материала турбидитных потоков в отличие от областей, в которые эти потоки не поступали вообще или поступали лишь на заключительных этапах седиментации. Так, во время формирования баженовской свиты в зонах распространения разрезов Салымского (север Обь-Иртышского междуречья) и Пермьяковского типов (Центрально-Восточный район) происходило накопление лишь (фоновых) гемипелагических осадков. В зонах развития разрезов Толпаровского типа (юг Обь-Иртышского междуречья) на начальном и конечном этапах отлагались осадки турбидитных потоков; средние части разрезов здесь сложены продуктами гемипелагической и пелагической седиментации. В областях развития разрезов Первомайского и Западно-Фаинского типов (юг и север Обь-Иртышского междуречья соответственно) на конечном этапе седиментации отлагались осадки низкоплотных затухающих турбидитных потоков, тогда как во время накопления нижних и средних частей этих разрезов доминировала гемипелагическая и пелагическая седиментация. Несколько другие обстановки наблюдаются во время формирования разрезов Северо-Нивагальского типа, установленных в Центральном районе на Сургутском своде и в Северном районе на Большехетской мегамоноклизе. Во время формирования свиты здесь наблюдается периодическое поступление материала из низкоплотных турбидитных потоков наряду с фоновой (гемипелагической и пелагической) седиментацией.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Некоторые вопросы формирования баженовской свиты в области Среднего-Приобья // Литосфера, 2005, № 4. - с. 118-135.
2. Брадучан Ю.В. Гольберт А.В., Гурари Ф.Г. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири. – Новосибирск: Наука, 1986. - 217 с.
3. Сонич В.П., Батулин Ю.Е., Малышев А.Г. и др. Проблемы и перспективы освоения баженовской свиты // Нефтяное хозяйство, 2001, № 9. - с. 63-68.
4. Полякова И.Д., Кроль Л.А., Перозин Г.Н., Предтеченская Е.А. Литолого-геохимическая классификация разрезов и седиментационная модель баженовской свиты // Геология и геофизика, 2002. Т. 43. № 3. - С. 240-251.

ДЕВОНСКИЕ БРАХИОПОДЫ И САЛЬТАЦИОННАЯ ТЕОРИЯ ВИДООБРАЗОВАНИЯ

Александр Юрьевич Язиков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, д. 3, научный сотрудник
Лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-29, e-mail: YazikovAY@ipgg.nsc.ru

При анализе филогении девонских брахиопод западной части Алтае-Саянской складчатой области автор столкнулся с целым рядом фактов, найти объяснение которым в рамках «дарвиновской» или вобравшей ее синтетической теории эволюции оказалось крайне затруднительно. Противоречия снимаются, если рассматривать филогению девонских брахиопод с позиций сальтационизма.

Ключевые слова: брахиоподы, девон, филогения, видообразование.

DEVONIAN BRACHIOPODS AND SALTATION THEORY OF SPECIATION

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, Research Scientist, Laboratory of the Paleozoic paleontology and stratigraphy, Tel. (383)333-24-29, e-mail: YazikovAY@ipgg.nsc.ru

In the analysis of the phylogeny of the Devonian brachiopod western part of the Altai-Sayan Folded Area author faced a number of facts to explain that under the "Darwinian" or by synthetic theory of evolution that enclosed the former was extremely difficult. The contradictions are removed, if we consider the phylogeny of Devonian brachiopods from the standpoint of Saltation theory of speciation.

Key words: brachiopods, Devonian, phylogeny, speciation.

В литературе по биостратиграфии девона уже более 100 лет используются такие подразделения как «конхидиелловые слои» (слои с брахиоподами вида *Zdimir* (= *Conchidiella*) *baschkiricus* (Vern.), «элитинные слои» (слои с *Elythyna salairica* Ržon.), «чиелевый горизонт» (отложения с *Euryspirifer pseudocheehiel* (Hou Hunfe)), «стрингоцефаловые слои» (слои с *Stringocephalus burtini* (Defrance) и рядом близкородственных видов и родов), «фаленовый горизонт» (отложения с *Anathyris supraphalaena* Khalf.), «циртоспириферовые» (слои с большим количеством морфологически близких видов рода *Cyrtospirifer* Nalivkin), «монстровый горизонт» (слои с *Anathyrella monstrum* Khalf.), «мезопликовые слои» (слои с *Mesoplica praelonga* (Sow.), либо близким по морфологии видом *Mesoplica meisteri* (Peetz)) и ряд других. Все эти разновозрастные и биостратиграфически разноранговые подразделения

объединяет одно: в них встречены виды с гигантскими (вплоть до субпланетарных и планетарных) ареалами. По-сути, эти виды - биомаркеры стратонов высокого ранга, приблизительно отвечающих объемам ярусов и отделов девонской системы, в обосновании которых данные по брахиоподам сыграли определяющую роль.

Наряду с обширными ареалами, многих из вышеперечисленных видов объединяет и присутствие необычайно широкого диапазона внутривидовой изменчивости. «Многих», но не всех, поскольку в этом вопросе возникает фактор степени изученности отдельных таксонов и проблемы чисто систематического и номенклатурного характера. Вкратце рассмотрим этот вопрос по отдельным видам.

Наличие широкого спектра экоморф для видов *Zdimir baschkiricus* (Vern.), *Elythyna salairica* Ržon.) и *Euryspirifer pseudocheehiel* (Hou Hunfe) неоднократно отражено в литературе [1-4]. В одних случаях это нашло отражение в описании многочисленных подвидов [1, 2], в других – в масштабной синонимизации видов, в частности видов рода *Zdimir* (= *Conchidiella*). Валидность ряда видов элитин, описанных в Неваде и Арктической Канаде при том размахе изменчивости, которую показала М.А. Ржонсницкая у *Elythyna salairica* Ržon. вызывает определенные сомнения (не только у автора, но в частных обсуждениях и у американских коллег).

Иная картина в оценке потенциала изменчивости *Stringocephalus burtini* (Defrance). Строго говоря, биомаркером стрингоцефаловых слоев (отождествляемых, как правило, с живетским ярусом) является даже не наиболее часто встречаемый вид *Stringocephalus burtini* (Defrance), а присутствие любого представителя семейства *Stringocephalidae* King. Семейство требует полной ревизии, поскольку у ряда родов данные о внутреннем строении просто отсутствуют (*Stringodiscus* Struve, *Stringomimus* Struve, *Elmaria* Nalivkin и др.), в ранге родовых признаков фигурируют размер раковины, нюансы внешней морфологии и, по-видимому, просто случаи тератологии (*Bornhardtina* Schulz, *Hessenhausia* Struve). Следует также отметить, что обычно одновременно встречаются сразу несколько родов стрингоцефалид (например: в керлегешском горизонте окраин Кузбасса одновременно появляются *Chascothyris salairica* Ržon., *Denkmanella* *Bornhardtina*).

Сходное положение дел и с представителями рода *Cyrtospirifer* Nalivkin. Только в отложениях верхнего девона Кузбасса описано более 20 видов (и подвидов) циртоспириферов на основе признаков внешней морфологии раковины. И это при том, что автор рода при описании вида *Cyrtospirifer schelonicus* подчеркивал нестабильность большинства внешнеморфологических признаков, подтверждая этот вывод многочисленными фотоиллюстрациями. Массовая синонимизация этой группы видов уже назрела.

Ранее уже отмечалась вариативность морфологических признаков *Anathyris supraphalaena* Khalf. [5]. При изучении верхнедевонских разрезов по р. Яя [6] наблюдались промежуточные морфы между *Anathyris supraphalaena* Khalf. и его постоянного спутника *A. helmersenii* (Buch). Совокупный потенциал

изменчивости этих двух видов сопоставим с упоминавшимися выше здимирами, элитунами и эвриспириферами. То же самое справедливо и в отношении пар почти всегда «неразлучных» *Anathyrella monstrum* (Khalf.) - *A. ussovi* (Khalf.) и *Mesoplica meisteri* (Peetz) - *M. praelonga* (Sow.).

Таким образом, можно констатировать, что все вышеперечисленные виды (в ряде случаев по формальным причинам группы видов) – биомаркеры целого ряда биостратиграфических стратонов девона, либо демонстрируют, либо обладают потенциально доказуемым широчайшим спектром морфологической изменчивости. Анализ изменчивости у здимиров, лептатирисов, эвриспириферов, элитунов, протодувиллин [4, 5, 7-9] зачастую заходил «в тупик», поскольку даже признаки родового и подсемейственного ранга буквально «размывались» среди морф одного вида в точечной локальной выборке. В целом, это закономерно - для завоевания больших ареалов вид должен обладать экологической пластичностью и повышенной адаптивностью к внешним, меняющимся в пространстве и времени факторам среды обитания.

Итак, мы имеем целый ряд видов с огромными ареалами и выраженным генетическим полиморфизмом (который напрямую коррелируется с морфологической изменчивостью). В рамках теории неodarвинизма, согласно концепции квантового видообразования, анализируемые виды просто «обязаны» были стать генераторами многочисленных мономорфных видов, образующихся на основе периферических популяций анцестрального вида [10, 11]. Мы же наблюдаем картину прямо противоположную: все анализируемые виды и группы видов исчезают, не оставив близкородственных потомков, являясь, таким образом, конечными звеньями филогенетических ветвей. И «списать» этот факт на неполноту палеонтологической летописи или слабую изученность вряд ли возможно - девонские брахиоподы интенсивно изучались сотнями специалистов на протяжении более чем 200 лет.

В течение долгих лет в рамках неodarвинизма была весьма популярна модель аллопатрического (географического) видообразования и нередко исключалась возможность симпатрического видообразования, то есть видообразования без пространственного разделения исходной популяции. Но как тогда можно объяснить присутствие непрерывных филолиний (цепочек близкородственных видов) трилобитов, брахиопод, остракод и тем более nektonных аммонитов и конодонтов в пределах одного палеобассейна. Именно филозоны лежат в основе самых дробных биостратиграфических схем расчленения девонских отложений.

Уместно поделиться в этой связи авторским опытом, приобретенным при разработке зональной шкалы для нижнего и среднего девона ACCO по близкородственным видам рода *Protodouvillina* Harper et Boucot. В монофациальном непрерывном (без видимых перерывов) относительно глубоководном разрезе эмских отложений [12, разрез Б-819 = Я-859] фиксировалась последовательность видов: *Protodouvillina magna* Yaz. → *P. praedistans* (Grats.) → *P. grandicula* (Grats.) → *P. acorrugata* Grats. с одинаковым уровнем трофического питания. В качестве видоспецифичных признаков использовался главным образом характер скульптуры раковин: наличие

поперечных морщинок, форма межкостелловых пространств, количество костел и капиллей меду костелами. Смена характера скульптуры в этой цепочке видов происходила скачкообразно, без переходных форм. Каждый последующий вид просто менял признаки по бинарной формуле: морщинки есть → морщинок нет → морщинки есть → морщинок нет, межкостелловые пространства вогнутые → плоские → вогнутые → плоские. Говорить о присутствии каких-либо географических барьеров в данном случае просто нелепо – налицо пример симпатрического видообразования ряда мономорфных видов.

Изложенные данные в рамках неodarвинистской или синтетической теории эволюции, по крайней мере, труднообъяснимы. Они в большей степени согласуются с положениями сальтационизма, которые в обобщенном виде изложены В.Н. Стегнием [13].

На основе комплексного подхода В.Н. Стегнию удалось реконструировать филогению 8 близкородственных видов малярийных комаров и сопоставить хромосомную организацию видов в начале и конце филогенетического пути. В результате этих многолетних исследований он доказал предположение о глубокой системной реорганизации хромосомного аппарата при видообразовании и обосновал следующие положения:

1. В филогенетически близких, адаптивно радирующих видовых комплексах хромосомно мономорфные виды обычно являются начальными, а полиморфные - конечными звеньями;
2. Виды с инверсионным полиморфизмом адаптивного ранга (т. е. Обеспечивающим широкую эколого-климатическую адаптацию) обладают значительно меньшими потенциями к видообразованию, чем мономорфные узкоадаптированные виды.

К первому положению можно лишь добавить, что появление полиморфного вида-потомка на первом этапе ведет к исчезновению видов-анцесторов, а на втором – к угасанию всей филолинии.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проекты № 11-05-00737, 11-05-01105), Программ РАН 23 и 28, Интеграционного проекта 93, выполняемого совместно с УрО РАН. Автор координирует свои исследования с программами работ по проекту 596 IGSR.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ржонсницкая М.А. Спирифериды девонских отложений окраин Кузнецкого бассейна. [Текст] / М.А. Ржонсницкая. – М.: Госгеоллиздат, 1952. – 232 с.
2. Ржонсницкая М.А. Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Описание брахиопод Pentamerida и Atrypida. [Текст] / М.А. Ржонсницкая. – Л.: Недра, 1975. Т. 2. Ч. 1. 232 с.
3. Грацианова Р.Т., Талент Дж.А., Язиков А.Ю. К систематике и номенклатуре некоторых спириферид, важных для стратиграфии девона [Текст] / Р.Т. Грацианова, Дж.А. Талент, А.Ю. Язиков // Система и филогения ископаемых беспозвоночных. М.: Наука, 1987. – С. 102–115.

4. Язиков А.Ю. Экологические морфы вида *Zdimir baschkiricus*, (брахиоподы, девон) [Текст] / А.Ю. Язиков. / Новое в палеонтологии и биостратиграфии палеозоя азиатской части СССР. Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР, Вып. 770. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1990. – С. 93-106.
5. Грацианова Р.Т., Дагис А.С. Морфология и вопросы систематики некоторых девонских атириид Западной Сибири [Текст] / Р.Т. Грацианова, А.С. Дагис. / Морфология и систематика беспозвоночных фанерозоя. – М.: Наука, 1983. – С. 15–27. Грант В. Эволюция организмов. [Текст] / В. Грант. – М.: Мир, 1980. 407 с.
6. Yazikov A.Yu., Shcherbanenko T.A. Brachiopods from Upper Devonian sections along Yaya river (North–East margin of the Kuznetsk Basin, Barzas region) [Текст] / A.Yu. Yazikov, T.A. Shcherbanenko // Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous (SDS / IG CP 596 joint field meeting): Contributions of International Conference in memory of Evgeny A. Yolkin. Ufa, Novosibirsk, July 20 – August 10, 2011. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. – P. 173-179.
7. Язиков А.Ю. Род *Leptathyris* в шандинском горизонте Салаира (брахиоподы, девон) [Текст] / А.Ю. Язиков. / Фауна и стратиграфия палеозоя Средней Сибири и Урала. Тр. Ин-та геол. и геофиз. СО АН СССР, Вып. 718. – Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1988. – С. 17–24.
8. Грацианова Р.Т., Язиков А.Ю. Материалы к стратиграфии и палеобиогеографии девона Западной Сибири (по брахиоподам Stropheodontacea) [Текст] / Р.Т. Грацианова, А.Ю. Язиков // Геол. и геофиз. – 1997. – Т. 38. – № 8. – С. 1359–1369.
9. Грацианова Р.Т., Язиков А.Ю. Род *Protodouvillina* (брахиоподы, девон): ревизия состава, новые таксоны, филогения и филозоны [Текст] / Р.Т. Грацианова, А.Ю. Язиков // Новости палеонтологии и стратиграфии. – 1998. – Вып. 1. – С. 57–79. Приложение к журналу “Геология и геофизика”. – Т. 39.
10. Симпсон Дж.Г. Темпы и формы эволюции. [Текст] / Дж.Г. Симпсон. – М.: Иностранная литература, 1948. 359 с.
11. Грант В. Эволюция организмов. [Текст] / В. Грант. – М.: Мир, 1980. 407 с.
12. Стратотипические разрезы нижнего и среднего девона Салаира. Теленгитский надгоризонт: терригенно-карбонатные фации / Е.А. Елкин, Н.К. Бахарев, Р.Т. Грацианова и др. [Текст] / Стратотипические... – Новосибирск: ИГиГ, 1986. Отв. ред. Елкин Е.А., Каныгин А.В. 142 с.
13. Стегний В.Н. Архитектоника генома, системные мутации и эволюция [Текст] / В.Н. Стегний. – Новосибирск : Изд-во Новосиб. гос. ун-та, 1993. – 111 с.

БРАХИОПОДЫ, ОСТРАКОДЫ И КОНОДОНТЫ ИЗЫЛИНСКОГО ГОРИЗОНТА (ВЕРХНИЙ ДЕВОН ОКРАИН КУЗНЕЦКОГО БАСЕЙНА)

Александр Юрьевич Язиков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, д. 3, научный сотрудник Лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-29, e-mail: YazikovAY@ipgg.nsc.ru

Николай Кириллович Бахарев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, д. 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)333-11-26, e-mail: BakharevNK@ipgg.nsc.ru

Надежда Георгиевна Изох

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, д. 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.nsc.ru

Татьяна Александровна Щербаненко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, д. 3, младший научный сотрудник Лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.nsc.ru

Изучены брахиоподы, остракоды и конодонты в стратотипическом разрезе изылинского и вассинского горизонтов. Биостратиграфический анализ фауны уточнил возраст изылинского горизонта как раннефранский.

Ключевые слова: брахиоподы, остракоды, конодонты, изылинский горизонт, верхний девон, Кузнецкий бассейн.

BRACHIOPODS, OSTRACODS AND CONODONTS FROM THE IZILY HORIZON, (UPPER DEVONIAN, KUZNETSK BASIN)

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, Research Scientist, Laboratory of the Paleozoic paleontology and stratigraphy, Tel. (383)333-24-29, e-mail: YazikovAY@ipgg.nsc.ru

Nikolay K. Bakharev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, PhD in Geology, Leading Research Scientist, Laboratory of the micropaleontology, Tel. (383) 333-11-26, e-mail: BakharevNK@ipgg.nsc.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, PhD in Geology, Senior Research Scientist, Laboratory of the Paleozoic paleontology and stratigraphy, Tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.nsc.ru

Tat'yana A. Shcherbanenko

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, Junior Research Scientist, Laboratory of the Paleozoic paleontology and stratigraphy, Tel. (383)333-24-31, e-mail: ShcherbanenkoTA@ipgg.nsc.ru

Brachiopods, ostracods and conodonts from the stratotype section for the Izyly and Vassino horizons were investigated. Biostratigraphic analysis of faunal associations specified age of Izyly Horizon to be early Frasnian.

Key words: brachiopods, ostracods, conodonts, Izyly Horizon, Upper Devonian, Kuznetsk Basin.

В период 2006 – 2011 гг. группой специалистов ИНГГ СО РАН и СНИИГГиМС (г. Новосибирск) был детально переизучен стратотипический разрез изылинского горизонта по левому берегу рч. Изылы, в 1,5 км выше с. Вассино Тогучинского района Новосибирской области. Полученные результаты легли в основу настоящего сообщения.

Разрез изылинского горизонта представлен серией обнажений, сгруппированных в три дискретных разреза (Б-061, Б-062 и Б-064), последовательно надстраивающих друг друга стратиграфически вверх по течению рч. Изылы с рядом задернованных интервалов.

Разрез Б-061 демонстрирует контакт базальной терригенно-карбонатной пачки изылинского горизонта мощностью 13 м и верхней части подстилающей толщи туфогенно-эффузивных пород буготакской свиты, суммарная мощность которой превышает 300 м.

Минуя задернованный интервал с востока на запад на расстоянии 130 м следует разрез Б-062, представленный пачкой мощностью около 40 м частого переслаивания песчаников, алевро-аргиллитов, и линзующихся, реже выдержанных прослоев органогенно-обломочных известняков. Разрез Б-062 характеризует среднюю часть изылинского горизонта.

Выше по течению рч. Изылы, через большой задернованный интервал следует разрез Б-064, в котором можно наблюдать нормальный стратиграфический контакт верхней пачки изылинского горизонта мощностью около 20 м с вышележащими рифогенными грубослоистыми известняками вассинского горизонта. Характерной особенностью этой части разреза является чередование выдержанных прослоев и пакетов органогенно-обломочных

известняков и прослоев алевро-аргиллитов, при явном преобладании последних.

Таким образом, сводный разрез изылинского горизонта в обнаженной части демонстрирует терригенно-карбонатную пачку мощностью около 73 м преимущественно частого переслаивания песчаников, алевро-аргиллитов и органогенно-обломочных известняков с выраженной трансгрессивной тенденцией смены породных ассоциаций вверх по разрезу.

Брахиоподы в разрезах изылинского горизонта обнаружены практически послойно и в массовом количестве (зачастую они формируют ракушняковые прослои). Комплекс включает следующие виды: *Plicathyris sibirica* (V. Khalf.), *Athyris ex. gr.concentrica* Buch, *Mucrospirifer vassinensis* (Ržon.), *Sibiratrypa vassinensis* (Ržon.), *Mucrospirifer mesacostalis tricostatus* (Ržon.), *Euryspirifer pseudocheehiel* (Hou Hunfe), *Cyrtospirifer achmet* Nal., *Mucrospirifer cf. ales* (Khalf.), *Anathyris helmerseni* (Buch).

Следует отметить, что находки *Cyrtospirifer achmet* Nal. в верхней пачке изылинского горизонта и *Mucrospirifer cf. ales* (Khalf.) в средней части горизонта ранее известны не были. По-видимому, отсутствие циртоспириферид и наличие вида-индекса алчедатского горизонта - *Euryspirifer pseudocheehiel* (Hou Hunfe) привело к ошибочной возрастной трактовке изылинского горизонта и помещению его М.А. Ржонсницкой в живетский интервал региональной схемы расчленения девонских отложений [1].

Безусловным доминантом изылинской брахиоподовой ассоциации является вид *Plicathyris sibirica* (V. Khalf.), находки которого характеризуют весь изученный стратиграфический интервал. Поэтому закономерно и логично, что М.А. Ржонсницкая [2], как автор изылинского горизонта выделила эти отложения в зону *Anathyris sibirica* V. Khalf. Впервые В.К. Халфина [3] описала *Athyris sibirica* из разреза по р. Яя у с. Яя-Петропавловского северо-восточной окраины Кузбасса. Позднедевонский возраст этого разреза ни у кого не вызывает сомнений, поскольку наряду с *Anathyris sibirica* V. Khalf. здесь присутствуют виды-индексы раннефранских отложений, такие как: *A. phalaena* (Phill.), *Cyrtospirifer schelonius* Nal., *C. achmet* Nal., *Mucrospirifer ales* (Khalf.). Более того В.К. Халфина отмечает, что *Athyris sibirica* встречен ею в верхней части разреза (слой № 6) и характеризует верхнюю часть «фаленового горизонта», т. е. верхнюю часть нижнего франа. Таким образом, приведенная ассоциация брахиопод отвечает не живетскому, а раннефранскому временному интервалу и более того, по-видимому, позднему интервалу раннего франа.

Остракоды встречены в нижней (Б-061) и в средней (Б-062) частях изылинского горизонта. В нижней части установлены виды: *Geisina* sp.1, *Parabolbinella* sp., *Bairdia carinata* Pol., *Bairdiocypris accuratus* Pol., *Coeloenellina cavitata* Rozhd., *Kozlovskiella* sp., *Knoxiella?* sp., *Fabalitypris holushurmensis* (Pol.), *Illativella bicornis* (Schevtsov), *Phlyctiscapha (?) alta* Mosk. В средней части дополнительно появляются виды: *Cryptophyllus* sp. *Marginia sculpta multicostata* Pol. Данный комплекс остракод по наличию общих видов: *Bairdiocypris accuratus* Pol., *Coeloenellina cavitata* Rozhd., *Phlyctiscapha (?) alta* Mosk. близок к комплексу остракод мазаловско-китатского горизонта среднего

девона (разрез в районе с. Лебедянка), а по общим видам: *Kozlovskiella* sp., *Knoxiella*? sp., *Fabalitypris holushurmensis* (Pol.), *Illativella bicornis* (Schevtsov), *Cryptophyllus* sp., *Marginia sculpta multicosata* Pol. к ассоциации остракод яя-петропавловской свиты нижнего франа в разрезе Я-9013 по р. Яя [4].

Находки конодонтов в изылинском горизонте редки и приурочены к верхней пачке – здесь обнаружен *Polygnathus webbi* Stauffer, свидетельствующий о франском возрасте вмещающих его отложений. Более информативен комплекс конодонтов, полученный в основании вышележащего вассинского горизонта. Ассоциация с *Ancyrodella lobata* Br. et M., *Polygnathus webbi* Stauffer, *Po. alatus* Huddle характеризует зоны *hassi-linguiformis* среднего-верхнего франа, косвенно указывая, таким образом, на раннефранский возраст изылинского горизонта.

Таким образом, новые данные позволяют обоснованно интерпретировать возраст изылинского горизонта как раннефранский, а его отложения рассматривать как начальный этап ранне-среднефранского трансгрессивного цикла.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-05-01105), Программ РАН 23 и 28, Интеграционного проекта 93, выполняемого совместно с УрО РАН. Авторы координируют свои исследования с программами работ по проекту 596 IGCP.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Типовые разрезы пограничных отложений среднего и верхнего девона, франского и фаменского ярусов окраин кузнецкого бассейна. Материалы V выездной сессии комиссии МСК по девонской системе / В.А. Краснов, М.А. Ржонсницкая, Я.М. Гутак. [Текст] / Типовые... – Новосибирск, СНИИГиМС, 1992, 136 с.
2. Ржонсницкая М.А. Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Т. I. Стратиграфия. [Текст] / М.А. Ржонсницкая – Л.: Недра, 1968. 287 с.
3. Халфина В.К. О верхнедевонской фауне с. Яя-Петропавловского (Кузбасс). [Текст] / В.К. Халфина. - Тр. I конфер. по изуч. производит. сил Сибири, т. II, 1940.
4. Middle-Upper Devonian and Lower Carboniferous Biostratigraphy of Kuznetsk Basin. Field Excursion Guidebook. International Conference “Biostratigraphy, paleogeography and events in Devonian and Lower Carboniferous” (SDS / IGCP 596 joint field meeting) [Текст] / Middle-Upper Devonian... / Eds. N.K. Bakharev, N.G. Izokh, O.T. Obut, J.A. Talent. (Authors: N.K. Bakharev, N.G. Izokh, A.Yu. Yazikov, T.A. Shcherbanenko, S.A. Anastasieva, O.T. Obut, S.V. Saraev, L.G. Peregoedov, V.G. Khromykh, O.A. Rodina, I.G. Timokhina, T.P. Kipriyanova). Novosibirsk, July 20 – August 10, 2011. – Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, 2011. 98 p.

© А.Ю. Язиков, Н.К. Бахареv, Н.Г. Изох, Т.А. Щербаненко, 2012

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ КОМПЛЕКСНЫХ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ БАТ-ВЕРХНЕЮРСКИХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Петр Александрович Ян

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории седиментологии, тел. (383)333-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.nsc.ru

Евгений Максимович Хабаров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий Лабораторией седиментологии, тел. (8-383) 333-37-14, e-mail: khabarovem@ipgg.nsc.ru

Проведено комплексное седиментологическое изучение средне-верхнеюрских отложений на юге Западно-Сибирского осадочного бассейна. По результатам разностороннего изучения кернового материала и данных ГИС определены их строение и состав, реконструированы обстановки седиментации с построением серии палеогеографических схем. В докладе сделан акцент на особенности использования данных ГИС при этих построениях.

Ключевые слова: седиментология, интерпретация ГИС, палеогеография, юра, Западная Сибирь.

SOME QUESTIONS OF THE COMPREHENSIVE SEDIMENTOLOGICAL STUDY OF BATHONIAN - UPPER JURASSIC OIL AND GAS BEARING DEPOSITS OF THE SOUTH OF WESTERN SIBERIA

Peter A. Yan

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, PhD in Geology, Senior research scientist, Laboratory of Sedimentology, tel. (383)333-23-03, e-mail: YanPA@ipgg.nsc.ru

Eugeniy M. Khabarov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, PhD in Geology, Associate Professor, Head of the Laboratory of Sedimentology, tel. (8-383) 333-37-14, e-mail: khabarovem@ipgg.nsc.ru

Comprehensive sedimentological study of Middle-Upper Jurassic deposits on the south of West-Siberian sedimentary basin was carried out. According to the results of the core material and log data study their structure and composition were established, sedimentation environment were reconstructed along with paleogeographic schemes plotting. This report focused on the particular use of log data interpretation for these studies.

Key words: sedimentology, log data interpretation, paleogeography, Jurassic, Western Siberia.

Седиментология в современном понимании занимается изучением состава и структуры разноранговых осадочных систем, выяснением механизма и обстановок их формирования с последующим анализом постседиментационных изменений пород, что позволяет с разной степенью детальности прогнозировать распределение в пространстве и времени осадочных тел с различными коллекторскими свойствами. Важной чертой седиментологических исследований является комплексный подход к объекту с привлечением всей имеющейся информации и разнообразных методов. Изучение структуры осадочных систем включает анализ кернового материала, данных ГИС и сейсморазведки. Определение состава и степени постседиментационных преобразований пород проводится с помощью микро- и ультрамикроскопических, геохимических и другие современных методов. Седиментологическое изучение на закрытых территориях таких объектов, как мезозойские отложения Западно-Сибирского бассейна, с фрагментарным отбором керна, невозможны без привлечения данных ГИС. Однако, сложность строения осадочных комплексов, многообразие обстановок формирования схожих по составу геологических тел, широкий спектр проявления постседиментационных процессов не позволяют строить адекватные седиментационные модели, основываясь только на данных ГИС.

Территория настоящего исследования охватывает южные части Межовского и Нюрольско-Колтогорского НГР. Объектом являются бат-верхнеюрские отложения, представленные верхней частью верхнетюменской подсвиты (нефтегазоносный горизонт Ю2) и васюганской свитой, включающей нефтегазоносный горизонт Ю1. Материалом для седиментологических исследований послужил керн 60 скважин и результаты ГИС (стандартный, индукционный и радиоактивный каротаж) более 200 скважин. На начальном этапе исследований выполнялись ревизия, детальное описание, фотографирование керна скважин и отбор образцов для комплексного анализа. Затем по каждой скважине проводилось построение разрезов, привязка керна к данным ГИС и построение вертикальных седиментационных моделей. При реконструкции обстановок седиментации отложений учитывался широкий спектр признаков: вещественно-текстурные свойства пород, характер растительных и фаунистических остатков, тип биотурбации, минеральные включения, данные петрографии и гранулометрии, результаты микроанализа структурно-текстурных особенностей пород, характера границ между литологическими единицами (литофациями, слоями). Особое внимание уделялось выяснению последовательностей пород разного ранга (седиментационные циклы и ассоциации), в том числе с использованием данных ГИС. Полученные результаты по разрезам, охарактеризованным керновым материалом, позволили выяснить структуру отложений и провести их генетическую интерпретацию с выделением этапов развития этой части седиментационного бассейна с обоснованием квазиизохронных границ между

литологическими подразделениями. В дальнейшем это позволило провести латеральное сопоставление разнофациальных, но одновозрастных отложений, формировавшихся в естественном последовательном ряду палеообстановок. Всего было выделено три типа границ, соответствующих существенным перестройкам осадочных систем: кровли углистых реперов, характеризующихся низкими значениями ГК и НГК и высокими – КС, отвечающих этапам максимальной регрессии и образованию обширных заболачивающихся пойменных равнин; поверхности затопления, отвечающие этапам резкого поднятия относительного уровня моря, фиксирующиеся на каротажных кривых резким повышением значений ГК и понижением – КС, ПС находится на уровне «глин». Третий тип границ соответствует подошвам пахомовский и барабинской пачек, которые отвечают эпизодам резкого высокоамплитудного поднятия относительного уровня моря, характеризуются специфическим составом и отчетливо выделяются в керне и по резкому пику индукционного каротажа. Подготовленная таким образом корреляционная основа позволила в пределах изохронных комплексов, отвечающих определенным этапам развития бассейна, провести экстраполяцию результатов литолого-фациального анализа кернового материала на разрезы скважин, охарактеризованные только данными ГИС и выделить ограниченное количество литофациальных последовательностей, которые в пределах этих комплексов могут быть с высокой степенью достоверности диагностированы по комплексу стандартного и радиоактивного каротажа. Ниже приведены примеры наиболее характерных из них.

Литофациальные последовательности заполнения русел. Каротажные диаграммы отражают структуру соответствующих песчаных тел с резкой подошвой, грубым материалом в основании и постепенным утонением его вверх по разрезу (рис. 1). Значения естественной радиоактивности на нижних границах резко падают от 12-16 до 4-8 мкр/ч, в зависимости от мощности пласта может наблюдаться «пилообразная» боковая линия на уровне минимальных значений и постепенный верхний переход в сторону высоких значений, отвечающих пойменным отложениям. Кривая НГК обычно ведет себя обратным образом. Отрицательные аномалии ПС, как правило, имеют прямую горизонтальную подошвенную линию и наклонную кровельную, однако в случае вторичной карбонатизации песчаников, аномалии может не наблюдаться, при этом наблюдается скачкообразное увеличение кажущегося электрического сопротивления. Необходимо отметить, что подобные последовательности слагают не только меандровые и русловые отмели в пределах аллювиальной равнины, но также могут встречаться в виде отложений флювиальных дельтовых рукавов, заполнения приливно-отливных каналов и структур размыва устойчивыми морскими течениями в пределах шельфа с последующим заполнением. Для уточнения генетической интерпретации необходимо опираться на данные изучения кернового материала и анализ латеральных и вертикальных последовательностей.

Пойменные литофациальные ассоциации. Отложения пойменной равнины представляют собой комплекс алевроитовых, илистых и глинистых слоев, иногда углей и углистых осадков в случае заболачивания местности.

Кривая КС имеет «пилообразную» форму, значения ГК и НГК слабоповышенные, кривые сильно дифференцированы. Прослоям углистых аргиллитов и углей соответствуют резкие скачкообразные увеличения кажущегося электрического сопротивления (до 120-150, реже до 250 ом*м) и синхронные падения значений ГК (до 4-5, иногда до 1 мкр/ч) и НГК (рис. 2). Кривые каротажа ПС, в целом, характеризуются слабодифференцированными положительными значениями, отвечающими существенно глинистым отложениям, на фоне которых выделяются малоамплитудные маломощные отрицательные аномалии, соответствующие участкам алевролитового состава. В тесной парагенетической связи с пойменными отложениями находятся русловые осадки. Схожие по составу и, соответственно, по геофизической характеристике отложения могут формироваться на дельтовой и прибрежно-морской равнине. В этом случае они будут пространственно сопряжены с другими дельтовыми литофациями и/или литофациями мелкого шельфа.

Проградационные последовательности. Постепенная проградация баровых систем и пляжей в сторону бассейна хорошо фиксируется в разрезе по возрастанию зернистости вверх. В соответствии с этим ведут себя и каротажные характеристики: значения естественной радиоактивности постепенно падают от 12-16 до 5-8, реже до 2 мкр/ч, в прикровельной части пласта происходит ее скачкообразное увеличение. Кривая НГК ведет себя зеркально диаграмме ГК. Кривые ПС формируют отрицательные аномалии с наклонной подошвенной и резкой или крутонаклонной кровельной границами. При карбонатизации песчаников, аномалии ПС нивелируются.

Песчаные тела с подобной структурой формируют также дельтовые устьевые бары и фронт дельты. В этом случае в ряду фаций они будут находиться между аллювиально-пойменными и мелководно-морскими отложениями. Необходимо отметить, что дополнительным важным критерием выделения дельтового комплекса является существенное увеличение его толщин по сравнению с синхронными аллювиальными и морскими отложениями. Случаи обнаружения проградационных песчаных тел, но без признаков морского происхождения и в латеральной ассоциации с синхронными отложениями аллювиально-пойменной равнины, служили основанием для выделения микродельт в пределах крупных озер или остаточных заливов. Алевроито-глинистые проградационные последовательности морского генезиса (по данным анализа керн и ГИС) формировались в обстановках средне-глубокого шельфа.

Отдельно стоит остановиться на специфических отложениях, которые обычно слагают верхнюю часть верхневасюганской подсвиты (пласт Ю₁¹) и представлены песчаниками мелко-, реже среднезернистыми, с обильными остатками морской фауны (реафильные двустворки, фораминиферы, скафоподы и др.), очень часто интенсивно карбонизированными, вплоть до образования известняков. Несмотря на свою обычно небольшую мощность, в Западной Сибири они встречаются практически на всей территории распространения васюганской свиты и значительной части – наунакской и татарской свит. На рассматриваемой территории они встречаются в виде прослоев в песчаных

отмелях, реже полностью слагают пласт Ю₁¹. Проградационная структура тел хорошо видна на диаграммах радиоактивного каротажа, кривая ПС находится на уровне «глин», кажущееся электрическое сопротивление может достигать 60-80 и даже 100 ом*м, что вполне сопоставимо с углистыми аргиллитами и углями. Таким образом, если рассматривать разрез васюганской свиты только по данным электрического каротажа, то эту часть разреза можно легко спутать с межугольной толщей континентального генезиса и прийти к необоснованным умозаключениям.

Анализ вертикальных и латеральных литолого-фациальных последовательностей позволяет утверждать, что в позднем бате – поздней юре на юге Западно-Сибирского бассейна происходила периодическая контрастная смена обстановок седиментации от континентальных до умеренно-глубоководного шельфа. Основными факторами, определяющими распространение коллекторов, являются колебания уровня моря, направления и скорость поступления обломочного материала, и его перераспределение волновыми и течениевыми процессами. В бат-верхнеюрских отложениях были выделены четыре комплекса, разделенные квазиизохронными границами и отвечающие определенным этапам развития бассейна: средне-верхнебатский, келловейский, нижнеоксфордский и средне-верхнеоксфордский [1], на каждый из которых были построены палеогеографические схемы. Проведенные исследования показали высокую эффективность седиментологического анализа в качестве инструмента палеогеографических реконструкций. Неотъемлемой его частью является комплексирование различных методов изучения вещественного состава, использование по возможности максимально полного набора данных ГИС, проведение расчленения и корреляции разрезов с позиций выделения границ, близких к изохронным. Очень важную информацию дает анализ латеральных и вертикальных последовательностей литофаций. Из данных ГИС наиболее информативным оказался радиоактивный каротаж, который более четко отражает изменения в составе литологических тел и хорошо отбивает их границы. Кривые самопроизвольной поляризации не позволяют выделять карбонатизированные алевроито-песчаные пласты, хуже отражают изменения в гранулометрическом составе, имеют меньшую разрешающую способность при выделении маломощных тел, сильно зависят от минерализации пластовой воды и промывочной жидкости и от степени нефтенасыщенности, что часто не принимается во внимание при реконструкции обстановок. Таким образом, известная методика В.С.Муромцева [2], разработанная на основе анализа юрских отложений Жетыбай-Узеньской тектонической ступени Мангышлака, характеризующихся меньшей степенью литификации и отсутствием карбонатных прослоев значительной мощности, не может являться главной, и тем более единственной основой для проведения палеогеографических реконструкций мезозойских отложений Западно-Сибирского бассейна и построения прогнозных карт.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хабаров Е.М., Ян П.А., Вакуленко Л.Г., Попов А.Ю., Плисов С.Ф. Палеогеографические критерии распределения коллекторов в средне-верхнеюрских отложениях юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология нефти и газа, 2009, № 1. – С. 26-33.
2. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра. Ленинградское отделение, 1984. – 260 с.

© П.А. Ян, Е.М. Хабаров, 2012

ЖЕЛЕЗО-МАРГАНЦЕВЫЕ КОНКРЕЦИИ В МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО БАСЕЙНА

Ольга Николаевна Злобина

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383) 333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Установлено, что на некоторых уровнях в мезозойских разрезах, вскрытых скважинами в восточной части Енисей-Хатангского бассейна, осадки содержат повышенные концентрации марганца и железа. Самые высокие содержания Mn отмечены в гольчихинской и суходудинской свитах, где они приурочены к конкреционным прослоям, в которых наблюдаются концентрические стяжения вокруг ядер (раковин микроорганизмов, обломков кварца и полевых шпатов) и спиралевидное стягивание осадков путём закручивания чешуек относительно гипотетических центров. В минеральном составе конкреций зафиксированы: бертерин, кальциевый олигонит, манганокальцит.

Ключевые слова: мезозойские отложения, железо-марганцевые конкреции, состав аутигенных минералов.

IRON-MANGANESE CONCRETIONS IN MESOZOIC DEPOSITS OF EAST PART YENISEI-KHATANGA BASIN

Olga N. Zlobina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Acad. Koptug av., 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Research scientist, Laboratory of sedimentology, PhD in Geol., tel. (383) 333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Found that at some levels in the Mesozoic sections exposed in the boreholes in the eastern part of the Yenisei-Khatanga basin, deposits contain elevated concentrations of manganese and iron. The highest Mn content are fixed in golchikhinsc and sukhodudinsc formations, where they are confined to the concretion layers in which are observed concentric nodules around nucleus (shells of microorganisms, grains of quartz and feldspar) and spiral contraction of deposits by a tightening the plates concerning to the hypothetical centers. In the mineral composition of nodules detected: berterin, calcium oligonite, manganocalcite.

Key words: mesozoic deposits, iron-manganese nodules, composition of authigenic minerals.

В мезозойских разрезах, вскрытых скважинами в восточной части Енисей-Хатангского бассейна, на некоторых уровнях осадки содержат повышенные концентрации марганца и железа (рис. 1-4). Самые высокие содержания Mn зафиксированы в гольчихинской (до 10 200 г/т) и суходудинской (до 8940 г/т) свитах, где они приурочены к прослоям с конкрециями. Их морфология, фазовый и химический состав изучались методами рентгенофлуоресцентного, атомно-абсорбционного и др. анализов, а также с использованием

сканирующего электронного микроскопа LEO1430VP, снабжённого энергетическим спектрометром «OXFORD».

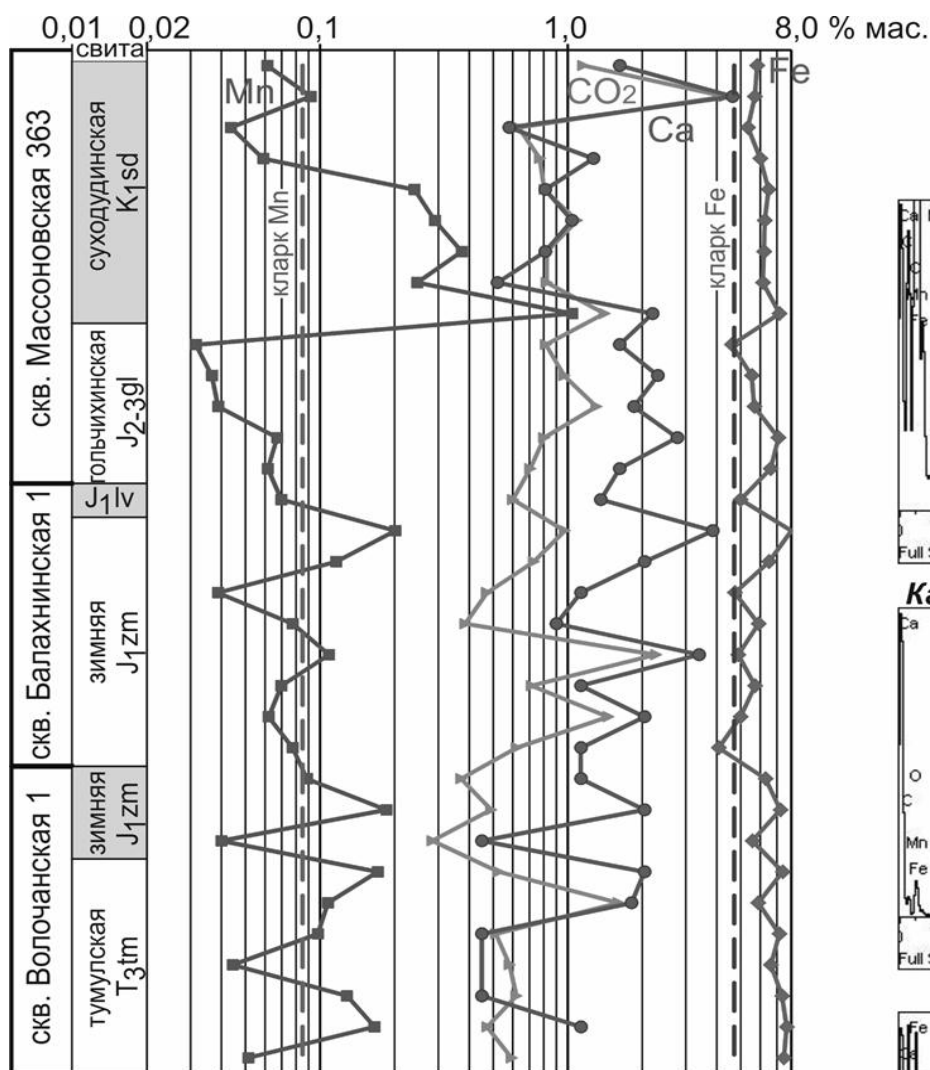


Рис. 1 Содержание Fe, Mn, Ca и CO₂ в отложениях сводного разреза мезозоя Енисей-Хатангского бассейна

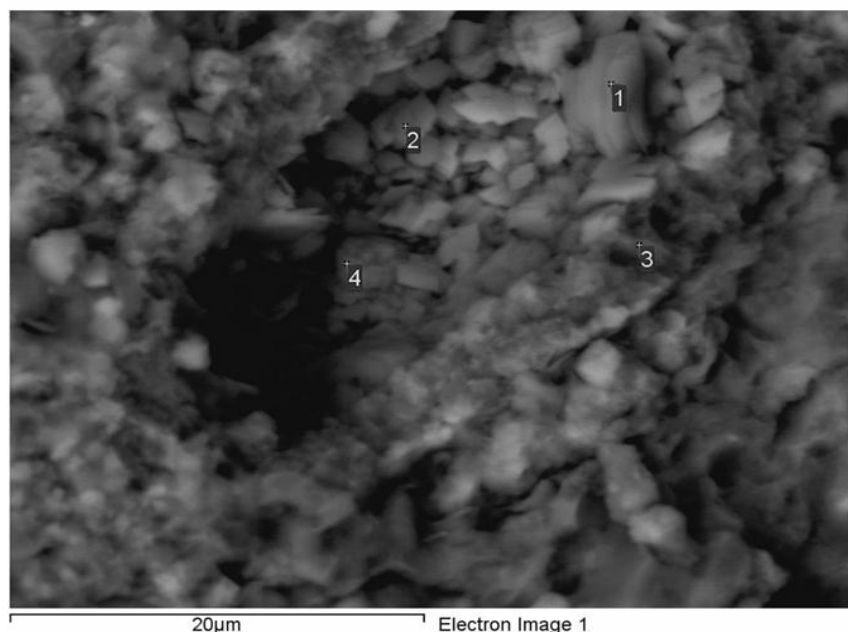
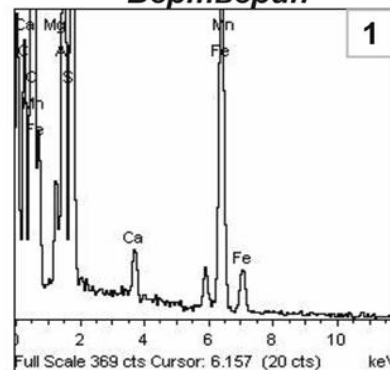


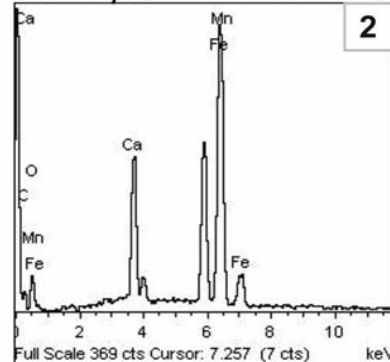
Рис. 2 Аутигенное минералообразование во внутренней полости конкреции

Энергетические спектры к рис. 2
Гольчихинская свита,
скв. Логатская 361

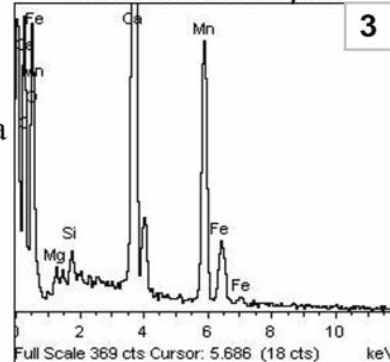
Бертьерин



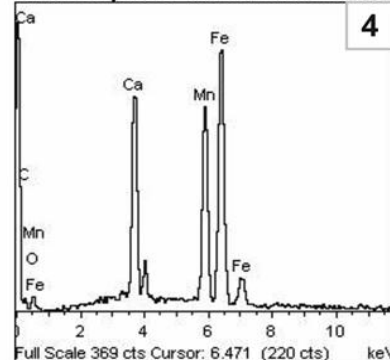
Кальцевый олигонит



Манганокальцит



Кальцевый олигонит



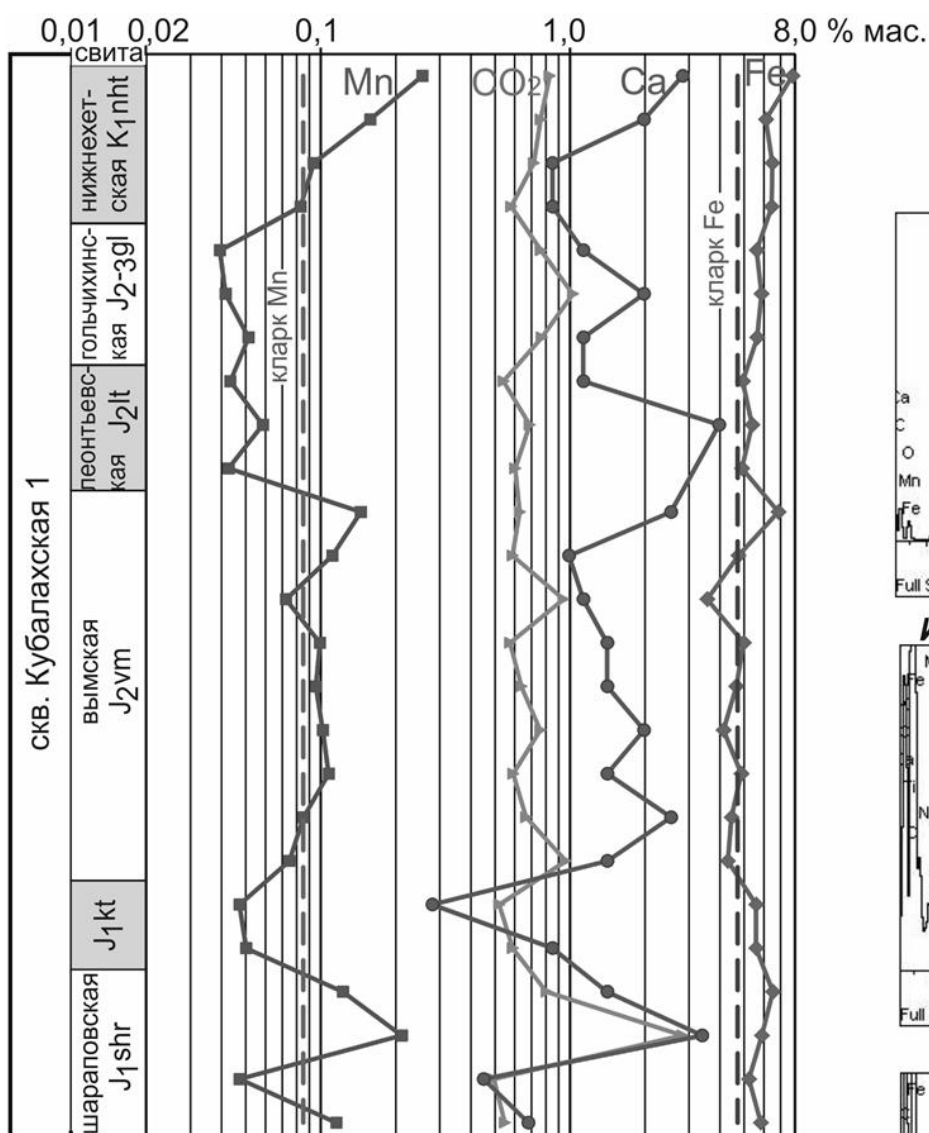
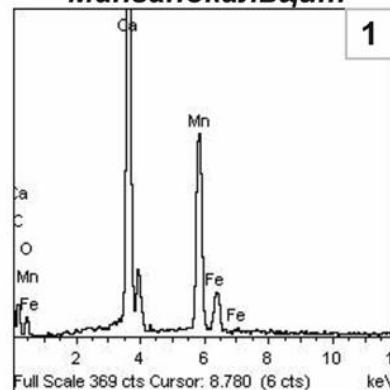


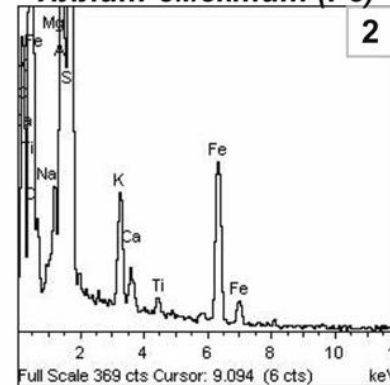
Рис. 3 Содержание Fe, Mn, Ca и CO₂ в мезозойских отложениях, вскрытых скв. Кубалахской 1

Энергетические спектры к рис. 4
Гольчихинская свита,
скв. Логатская 361

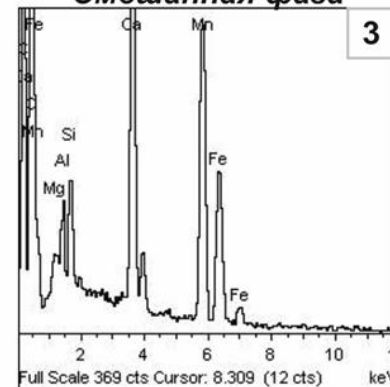
Манганокальцит



Иллит-сметит (Fe)



Смешанная фаза



Манганокальцит

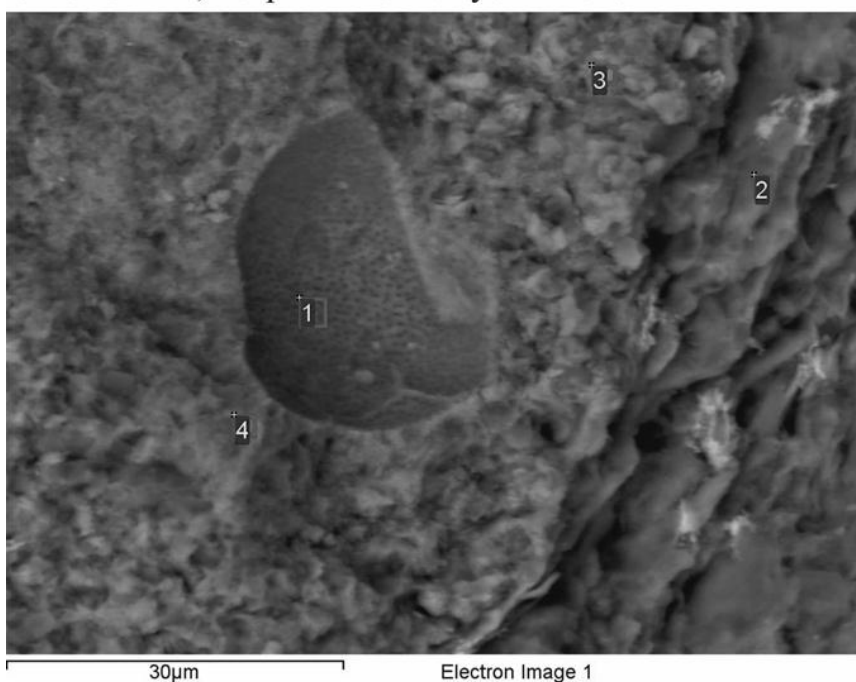
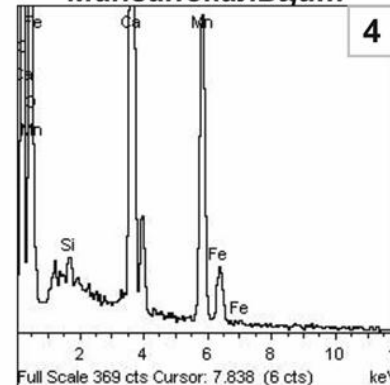


Рис. 4 Полусферическое ядро Mn- конкреции со скульптурой “ гусиной кожи”

Установлено, что ядрами конкреций являются раковинки микроорганизмов, обломки кварца и полевых шпатов. В некоторых случаях спиралевидное, концентрическое стягивание происходит без ядер путём закручивания чешуек относительно гипотетического центра. На рисунке 2 представлена полость, возможно, внутренняя часть раковинки (наибольший внешний диаметр составляет 34 мкм, внутренний – 30 мкм, стенки толщиной до 2 мкм), заполненная кристаллическими выделениями нескольких минеральных фаз. Первый энергетический спектр отражает состав железистого хлорита близкого к шамозиту (содержание окислов железа около 35%). Однако, кристаллографические очертания – псевдогексагональная форма пластинок и характер их наложения друг на друга подобны структуре каолинита, свойственной также бертьерину – хлориту с более высоким содержанием окислов железа (от 40% и выше). Второй энергетический спектр фиксирует состав ромбовидных кристаллов, образующих агрегаты. По форме выделений их можно отнести к полианиту – минералу из группы оксидов марганца (химический состав MnO_2), который формируется в тетрагональной сингонии и образует короткие кристаллы, напоминающие ромбические призмы. Но в энергетическом спектре кроме марганца (28%) отмечаются: железо в концентрации в 1,5 раза большей (до 54%), чем в пластинках железистого хлорита и кальций в количестве 10%, исходя из нормированного содержания элементов. Таким образом, состав ромбовидных выделений в большей степени соответствует кальциевому олигониту – члену изоморфного ряда сидерит-родохрозит. Изометричные кристаллы сидерита обычно имеют форму ромбоэдра, а родохрозит, кроме ромбоэдрических, образует толстотаблитчатые и призматические выделения. Оба минерала кристаллизуются в тригональной сингонии. Четвёртый энергетический спектр схож со вторым, однако количество железа в нём уменьшается до 47%, а марганца и кальция возрастает до 34% и 15%, соответственно (содержания элементов нормированы). Этот спектр отображает состав кристаллов столбчато-призматического облика.

Самые высокие концентрации кальция (24%) и низкие содержания железа (4%) отмечаются в вещественном составе стенок конкреции, в энергетическом спектре 3 (рис. 2). Однородная по всей толщине стенка сложена плотным тонкочешуйчатым агрегатом, состав которого соответствует манганокальциту с небольшой примесью железа, кремния и магния. Соотношение Ca к Mn близко к 1 : 1. На поверхности ядра количество этих элементов несколько возрастает за счёт исчезновения примесей кремния и магния (рис. 4, спектр 1). Морфология поверхности микроконкреции, представленной на рис. 4, соответствует описанию типичных структур – полусферических выступов, которые выполнены тодорокитом и иногда осложнены маленькими бугорками («гусиной кожей») [1]. В современных осадках на поверхности таких выступов часто заселяются различные организмы, например бентосные фораминиферы, которые в процессе создания своей трубчатой раковины агглютинируют Fe-Mn стяжения [2]. Происхождение ядер, за исключением обломочных зёрен кварца и полевых шпатов, в рассматриваемых мезозойских отложениях восточной части Енисей-Хатангского бассейна может рассматриваться с разных точек зрения.

С одной стороны, их размеры и реликтовый известковый состав (часть кальция заместила марганцем) соответствуют параметрам раковин однокамерных микрофоссилий. При этом нельзя исключать возможный вторичный генезис манганокальцита, когда карбонатные минералы полностью замещают скелетные остатки кремнистого состава с полным или частичным сохранением внутренних полостей. В них при благоприятных условиях образуются кристаллические формы аутигенных минералов, аналогичных вышеописанным.

С другой стороны, ядра могли образоваться на поверхности осадка в виде корок или сгустков за счёт миграции элементов из иловых вод. Впоследствии, благодаря специализированным группам бактерий, в них произошло перераспределение форм железа и марганца. Минеральный состав неясно-слоистого субстрата отражён на энергетическом спектре 2 рисунка 4, где наблюдаются хорошо выраженные пики алюминия, кремния и кислорода в присутствии титана и железа, а также щелочных металлов Ca, Na и K. По данным количественного химического анализа субстрат сложен глинистыми минералами типа иллит-сметита (таблица 1). Марганец не зафиксирован вообще, очень мало кальция, а железо почти в полном объёме входит в состав смектитовой компоненты. На спектрах 3 и 4 отображаются различные стадии преобразования субстрата и постепенное обогащение его Mn и Ca. Таким образом, можно предполагать, что иловые растворы не содержали данные элементы в количествах достаточных для формирования конкреций. Металлы, вероятно, поступали в осадок из придонной морской воды, кроме перечисленных элементов в отложениях зафиксированы высокие содержания стронция (до 346 г/т), бария (до 921 г/т), кобальта (до 88 г/т) и ванадия (до 329 г/т).

Таблица 1. Содержания петрогенных оксидов в конкреционном прослое по данным микрозондового количественного химического анализа

Спектр	Na ₂ O	MgO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	K ₂ O	CaO	TiO ₂	MnO	FeO	Сумма, %
2	1,4	3,7	23,7	52,7	3,2	1,1	1,1	-	13,3	100
3	-	3,0	5,8	8,2	-	26,6	-	38,0	18,4	100
4	-	-	-	2,8	-	49,0	-	43,3	5,0	100

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Успенская Т.Ю., Скорнякова Н.С. Текстуры и структуры океанских железо-марганцевых конкреций и корок. – М.: Наука, 1991. – 240 с.
2. Лысюк Г.Н. Микро- и наноразмерные бактериальные структуры марганцевых агрегатов // Наноминералогия. Ультра- и микродисперсное состояние минерального вещества. – СПб, 2005. – С. 480–503.

ГЛИНИСТЫЕ МИНЕРАЛЫ В СОВРЕМЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ОЗ. БАЙКАЛ

Ольга Николаевна Злобина

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории седиментологии, тел. (383) 333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Освещаются результаты изучения состава, структуры и полиморфных модификаций глинистых минералов, слагающих донные осадки оз. Байкал. Установлено, что раннедиагенетическое преобразование глинистого вещества на участках вне зон влияния выходов углеводородов связано с процессами иллитизации смектита, унаследованными от обстановок дренажных систем. В областях высачивания углеводородов изменения протекают интенсивнее и глубже, за счёт широкого развития микробного сообщества окисляющего нефть или метан. Особенности метаболизма способствуют упорядочению структуры смектита через смешанослойные образования (иллит-смектит) к политипу 1М, а затем 2М₁.

Ключевые слова: современные осадки берегового склона, полиморфные модификации глинистых минералов, органоминеральные композиции.

CLAY MINERALS IN RECENT SEDIMENTS OF LAKE BAIKAL

Olga N. Zlobina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Acad. Koptug av., 3, Novosibirsk, 630090, Russia, Research scientist, Laboratory of sedimentology, PhD in Geology, tel. (383) 333-23-03, e-mail: Zlobina@ngs.ru

Studies of composition, structure, and polymorphs of clay minerals have been done for the bottom sediments of Lake Baikal. The early diagenetic conversion of clay materials in areas outside the zone of hydrocarbon seepage associated with the processes of the smectite illitization, inherited from the environments of drainage systems was found. Changes flow intensively and deeply through the extensive development of the microbial community oxidizing oil or methane in the areas of hydrocarbon seepage. Features of the metabolism contribute to the streamlining of the structure of a smectite through mixed-layer minerals (illite-smectite) to the 1M polytype, and then 2M₁.

Key words: recent sediments of the coastal slope, polymorphs of clay minerals, organomineral compositions.

Объектом исследований в данной работе послужили современные отложения берегового склона оз. Байкал вблизи мысов Толстый и Горовой утёс. Детальное литологическое изучение проб, отобранных с поверхностного слоя дна на глубинах от 260 до 900 м, позволило выделить несколько типов пород. Первый характеризует фации склоновой седиментации, которая полностью контролируется стоком минеральных веществ с суши, это - илы светло-серые, коричневатые-серые (в сухом состоянии) до темно-серых (в мокром)

крупнопелито-алевритовые кремнисто-глинистого состава. Второй тип представляет собой осадки, образующиеся в областях струйных выходов метана, это - илы коричнево-серые, коричневые (в сухом состоянии) и красно-коричневые (в мокром) пелито-алевритовые кремнисто-гидрогётит-глинистые, прослоями обогащённые марганцем. Третий тип наблюдается в зонах высачивания нефти, это - илы черные алеврито-пелитовые, пелито-алевритовые кремнисто-глинистые битуминозные. Подробная литолого-геохимическая характеристика первых двух типов пород приводилась автором ранее [1]. Материалы, изложенные далее, дополняют опубликованные результаты.

По данным рентгеноструктурного анализа в составе глинистого вещества отложений склоновой седиментации вне зон влияния выходов углеводородов (первый тип) присутствуют: слюда политипа $2M_1$ (30-35%), Fe-Mg хлорит (30%), каолинит (15%) и иллит-сметтит вместе с разупорядоченным сметтитом (20-25%). Микро- и ультрамикроскопические исследования не зафиксировали каких-либо существенных изменений минеральных компонентов. Обломки хлорит-гидрослюдистых сланцев часто хорошо окатаны, лентообразные чешуйки хлорита и изометричные пластинки мусковита слабо деформированы. Предполагается, что состав глинистых минералов почти полностью соответствует ассоциации источников сноса. Так, диоктаэдрическая слюда мусковитового политипа $2M_1$, которая, как правило, образуется в позднем катагензе из гидромусковита политипа $1M$ за счёт упорядочения его структуры, в современных донных отложениях оз. Байкал вне сипов является аллотигенной. Соответственно, преимущественно триоктаэдрический Mg-Fe хлорит привнесён в область седиментации из полностью разрушенных обломков хлорит-гидрослюдистых сланцев. Достаточно высокое содержание данного минерала в осадках, при его низкой устойчивости к механическому истиранию в процессе переноса, свидетельствует о близости источников питания. Аутигенный генезис исключается, так как для образования триоктаэдрического хлорита необходимы восстановительные обстановки. Условия седиментации в оз. Байкал вне зон высачивания углеводородов соответствуют окисно-сидеритовой геохимической фации. По мнению многих исследователей в континентальных пресноводных обстановках устойчив также каолинит. При его транспортировке происходит разрушение глинистых обломков с тонкочешуйчатой структурой и расслоение пластинчатых агрегатов на микроблоки. Вероятно, этот глинистый минерал поступает в оз. Байкал из областей размыва мел-палеогеновых кор выветривания, сформировавшихся в условиях теплого и влажного климата. В их основании наряду с каолинитом зафиксированы диоктаэдрические сметтиты (монтмориллонит). Значительно меньше в Прибайкалье распространены реликты неогеновой поверхности выравнивания, представленной монтмориллонит-гидрослюдистой корой выветривания. В работах, известных автору, метастабильные смешанослойные образования типа иллит-сметтит в составе кор выветривания, обнажающихся в Прибайкалье, не определяются, преобладающим механизмом кристаллогенеза в них считается прямой синтез из раствора. По мнению ряда учёных, иллитизация сметтита происходит в почвах, за счёт взаимодействия глинистого

и органического вещества [2]. При этом переход смектита в иллит может протекать как через промежуточные смешанослойные фазы, так и путём прямой иллитизации при любой температуре и определённых значениях Eh, которые зависят от типа биоценоза на стадии диагенеза [3]. Кринари Г.А. и Храмченков М.Г. рассмотрели возможность иллитизации без участия биоты и определили, что в объектах, где реализовался низкотемпературный процесс (не более 10°C), фиксируется совместное присутствие 1М, 2М₁ и 2М₂ политипов [4]. Уайтхауз У.Г. и МакКартер Р.С. провели серию опытов, помещая различные глинистые минералы в искусственную морскую воду и наблюдая их изменения [5]. Спустя 3,5 года (40-48 месяцев) исследователи зафиксировали появление иллита в монтмориллонитовом осадке. Полученные результаты показали, что степень диагенетических модификаций зависит от концентрации в воде ионов калия, магния и хлора, при малых количествах последнего (менее 7,2 г/кг) процесс если и протекает, то очень медленно.

Органическое вещество, по мнению Уайтхауза У.Г. и МакКартера Р.С., препятствует аутигенному минералобразованию или замедляет его. Это заключение подтверждается в работе Клубовой Т.Т. [6]. Исследователь отмечает, что органическое вещество сорбированное глинистыми минералами повышает их устойчивость, даже в обстановке, резко отличающейся по физико-химическим параметрам от той в которой они могут существовать. Основываясь на этом утверждении можно предполагать, что в донных осадках оз. Байкал пропитанных нефтью (третий тип) в составе глинистых минералов отсутствуют аутигенные образования. Для получения достоверных данных рентгеноструктурный анализ валовых проб илов проводился дважды, до экстракции органического вещества и после неё. В результате, в составе глинистого вещества осадков из зоны высачивания нефти были установлены: слюда политипов 2М₁ и 1М (следы) вместе составляющие 40-50%; Mg-Fe хлорит – 20-30%; каолинит – 5-10%; иллит-смектит и разупорядоченный смектит – 10-15%. По сравнению с породами, формирующимися в озере вне зон высачивания углеводородов, содержание метастабильной фазы (иллит-смектита вместе с разупорядоченным смектитом) снизилось почти в два раза. Полученные данные, следуя выводам Уайтхауза У.Г., МакКартера Р.С. и Клубовой Т.Т. о консервации глинистых минералов органическим веществом, можно было бы рассматривать как первичный состав илов, допуская, что иллитизация смектита произошла, главным образом, в дренажных системах (в почвах, болотах), т.е. до седиментации в оз. Байкал. В тоже время, в составе глинистых минералов значительно увеличивается доля слюды мусковитового типа с высокой степенью структурной упорядоченности (2М₁), которая в рамках этой интерпретации может иметь только аллотигенную природу. Возвращаясь к составу глинистого вещества в илах, сформировавшихся вне сипов, становится неясным, за счёт каких процессов в них произошла деградация наиболее устойчивого политипа слюд. Температура в придонном слое оз. Байкал на глубинах больших 250 м изменяется в пределах 3-4°C, минерализация вод низкая - 96,8-97,15 мг/л, численность микроорганизмов различных

физиологических групп составляет всего несколько клеток на один миллилитр [7].

Вероятно, полученные результаты следует интерпретировать иначе. Исходному составу илов в большей степени соответствуют отложения вне зон влияния выходов углеводородов. Раннедиагенетическое минералообразование в них протекает очень медленно и связано с процессами иллитизации смектита, которые имеют унаследованный характер от обстановок дренажных систем. В почвах минералы группы монтмориллонита, сформировавшиеся по материнским породам, взаимодействуют с разлагающимся органическим веществом и преобразуются в смешанослойные минералы. Согласно работам Кринари Г.А. и Храмченкова М.Г., процесс создания в осадках градиента окислительно-восстановительного потенциала имеет биологическую природу и приводит к физической необходимости замены лабильных пакетов смектита на стабильные пакеты слюды [3]. Исследователи считают, что биота за счёт биокосных разложений алюмосиликатов способна обеспечивать систему требуемой энергией. Однако необходимо учитывать, что биодеструкции подвергаются только поверхностные части минеральных зёрен, так как размеры микроорганизмов, осуществляющих этот процесс, в десятки раз превышают толщину межслоевого пространства. Опытным путём установлено, что в почвах в лабильных межслоевых промежутках смешанослойных минералов образуются органо-смектитовые композиции, устойчивые к окислительной деструкции [2]. Извлечение этих соединений возможно только электрокинетическим способом за счёт создания разности электрического потенциала [8]. Если при транспортировке частиц такие условия не возникают, то поступая в обстановку конечной седиментации, иллит-смектиты сохраняют весь межслоевой «запас», который препятствует дальнейшим преобразованиям глинистых минералов [9]. В условиях сезонного дефицита органоминеральных композиций, растворённых в воде и наиболее энергетически выгодных для питания биоты, эти соединения частично или полностью извлекаются из донных осадков микроорганизмами, способными создавать разность потенциалов. Таким образом, скорость иллитизации в пресноводных условиях зависит от востребованности сорбированного органического вещества. В морской воде, являющейся природным электролитом, эти процессы протекают значительно быстрее и с меньшими энергетическими затратами.

Установлено, что в очагах разгрузки нефтегазотермальных флюидов в оз. Байкал численность микроорганизмов в придонном слое увеличивается в 10-100 раз за счёт культивируемого микробного сообщества окисляющего нефть или метан. Максимальные концентрации всех исследованных групп бактерий приурочены к поверхностному слою донных образований (0-20 см) [7]. Деградация органического вещества микроорганизмами происходит при непосредственном участии ферментов. Для поддержания ферментативной активности им необходимы различные макро и микроэлементы – фосфор, азот, железо, медь, молибден и др. Расширение популяции метилотрофов истощает элементный состав воды в пределах среды их обитания, поэтому возникает необходимость в использовании глинистого субстрата насыщенного

органоминеральными композициями. Таким образом, можно предполагать, что в зонах высачивания нефти метастабильные смешанослойные минералы преобразуются интенсивнее, и часть слюды мусковитового поли типа $2M_1$ может иметь аутигенный генезис. Процесс протекает с постепенным упорядочиванием структуры от иллит-сметита к модификации $1M$, а затем $2M_1$. Поэтому в осадке фиксируются все три фазы одновременно. По мере извлечения организмами катионов (необходимых для метаболизма) в глинистом веществе нарастает неуравновешенный отрицательный заряд, приходящийся на элементарную ячейку: от $-0,65$ в сметитовых пакетах до $-1,50$ в гидромусковите (поли тип $1M$) и $-2,0$ в мусковите (поли тип $2M_1$) [10]. По существу, реализуется процесс бактериального упорядочения структуры сметита через смешанослойные образования (иллит-сметит) к поли типу $1M$, а затем $2M_1$.

Аналогичные преобразования глинистых минералов происходят и в отложениях второго типа (из зоны выходов метана), но процесс упорядочивания, вероятно, протекает медленнее. Это отражается в минеральном составе: на долю слюды поли типа $2M_1$ приходится 30-40% (меньше чем в осадках третьего типа, но немного больше чем в первом), количество иллит-сметита 5-15% (сопоставимо с третьим типом и значительно меньше первого). Содержание каолинита не более 5% (самое низкое). Mg-Fe хлорит, составляя 15-25%, подвергается активному биовыщелачиванию с выносом железа и кремнекислоты [1]. Присутствие метанотрофов способствует накоплению в среде седиментации положительно заряженных ионов водорода и образованию промежуточных перекисных соединений. В результате, большая часть железа, высвободившегося после бактериального выщелачивания, осаждается в виде глобул гидрогетита, а кремнекислота расходуется на образование хорошо окристаллизованных выделений вермикулита (5-15%).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Злобина О.Н., Москвин В.И., Хлыстов О.М. Аутигенное минералообразование в современных осадках оз. Байкал // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2011. – №4(8). – С. 48-56.
2. Шинкарёв А.А. Структурная и фазовая неоднородность органо-сметитов в природных объектах: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Москва, 2011. – 24 с.
3. Кринари Г.А., Храмченков М.Г. Иллитизация сметита как биокостный процесс // Докл. РАН. – 2005. – Т. 403. – № 5. – С. 664–669.
4. Кринари Г.А., Храмченков М.Г. Структурные преобразования в системе иллит-сметит как индикаторы процессов литогенеза // Материалы Российского совещания с международным участием «Минеральные индикаторы литогенеза». – Сыктывкар, 2011. – С. 48–50.
5. Whitehouse U.W., McCarter R.S. Diagenetic modification of clay mineral types in artificial sea water // Clays and Clay Minerals. – 1956. – Vol. 5. – № 1. – P. 81–119.
6. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. – М.: Недра, 1973. – 256 с.
7. Павлова О.Н., Земская Т.И., Горшков А.Г., Косторнова Т.Я. Распределение микроорганизмов в воде и донных осадках в районах естественных нефтепроявлений озера Байкал // Материалы III международной научной конференции «Озерные экосистемы:

Биологические процессы, антропогенная трансформация, качество воды». – Минск-Нарочь, 2007. – С. 242-243.

8. Кузнецов А.Е., Градова Н.Б. Научные основы экобиотехнологии. – М.: Мир, 2006. – 504 с.

9. Rhoton F.E., Smeck N.E. Equilibration of clay in natural and simulated bottom-sediment environments // *Clays and Clay Minerals*. – 1981. – Vol. 29. – № 1. – P. 17–22.

10. Грим Р.Е. Минералогия глин. – М.: Издательство Иностранной литературы, 1956. – 454 с.

© О.Н. Злобина, 2012

ОБНАРУЖЕНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ПОРИСТОСТИ ПО ИЗМЕНЕНИЮ СПЕКТРАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ

Леонид Давидович Гик

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, e-mail: gickld@ipgg.nsc.ru

Михаил Сергеевич Канаков

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3/6, младший научный сотрудник, e-mail: kanakovms@ipgg.nsc.ru

Владимир Алексеевич Конторович

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3/6, член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, зав. лабораторией, e-mail: kontorovich@ipgg.nsc.ru

Владимир Валентинович Лапковский

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3/6, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, e-mail: lapk@ngs.ru

Борис Валентинович Лунев

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3/6, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, e-mail: bobvalmail@mail.ru

Михаил Михайлович Немирович-Данченко

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3/6, доктор физико-математических наук, ведущий научный сотрудник, e-mail: michnd@mail.ru

Обосновывается теоретически и демонстрируется на модельных и реальных примерах возможность использования эффекта изменения спектральных характеристик сейсмического импульса для обнаружения зон повышенного затухания. Повышенное затухание волн в найденных таким путем зонах может быть обусловлено их повышенной пористостью – как первичной, так и вторичной, возникшей в результате нарушений. В зависимости от конкретной геологической ситуации такие зоны могут интерпретироваться как области возможного накопления или миграции углеводородов.

Ключевые слова: зоны трещиноватости, спектральный анализ, декремент затухания сейсмического сигнала.

DETECTION OF HIGH-POROSITY ZONES BASED ON SEISMIC WAVEFIELD SPECTRA VARIATION

Leonid D. Gick

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Leading Researcher, Ph. D. in Technical sciences, e-mail: gickld@ipgg.nsc.ru

Mikhail S. Kanakov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3/6 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Junior Researcher, e-mail: kanakovms@ipgg.nsc.ru

Vladimir A. Kontorovich

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3/6 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Correspondent Member Russian academy of sciences, Ph.D in geology, e-mail: kontorovich@ipgg.nsc.ru

Vladimir V. Lapkovsky

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Senior Research Fellow, Candidate of Geological and Mineralogy, e-mail: lapk@ngs.ru

Boris V. Lunev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3/6 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Senior Research Fellow, Candidate of Physics and Mathematics, e-mail: bobvalmail@mail.ru

Mikhail M. Nemirovich-Danchenko

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3/6 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Leading Research Fellow, Ph.D in Physics and Mathematics, e-mail: michnd@mail.ru

The articles describes the plug-in for Petrel software. It provides automatic detection of reservoir boundaries in well profiles and structural analysis of surfaces.

Key words: fractured zone, spectral analysis, decrement of seismic wave attenuation.

В настоящее время эффективность методов поиска месторождений углеводородов (УВ), реализуемых на основе использования признака антиклинальной формы слоистых структур, заметно снизилась [1]. Это следовало ожидать, поскольку изучение геологических территорий имеет давнюю историю, и объекты, обладающие данным признаком, проверялись в первую очередь. Поэтому внимание геофизиков все более привлекают иные критерии – геологические [1] и геофизические, например [2]. Первоочередную важность представляет разработка методов, позволяющих по данным сейсморазведки обнаруживать зоны повышенной пористости – первичной, или связанной с позднейшими нарушениями. Как показано в [3, 4], для обнаружения таких зон целесообразно использовать метод, основанный на анализе приращения декрементов затухания Q^{-1} сейсмических волн (Q – добротность). Данный метод использует эффект повышенного затухания сейсмических волн при прохождении пористого слоя:

$$Q^{-1} = 2\pi K_{por} \frac{\rho_0 - \rho_i}{\rho_0}.$$

Здесь – коэффициент пористости, ρ_0 и ρ_i – плотности вмещающей среды и порового флюида.

Подтверждение работоспособности данного метода было показано анализом приращения периода зондирующего сигнала, происходящего при распространении сейсмической волны в слое повышенной пористости. Эффект увеличения периода импульсного сигнала связан с изменением его частотного спектра, происходящего в соответствии с соотношением [3,4]:

$$\left(\frac{u^L(f)}{u^0} \right) = 1 - Q^{-1} \frac{L}{v} f.$$

Здесь u^0 и $u^L(f)$ – амплитуды волны на входе и на выходе зондируемого слоя, f – частота, V – сейсмическая скорость, L – толщина слоя. Экспоненциальное уменьшение амплитудных компонент в функции частоты приводит к удлинению периода зондирующего сигнала, который в наших первых работах измерялся визуально по картине временного разреза. К сожалению, формализовать и компьютеризировать измерение изменения периода зондирующего сигнала затруднительно. Более технологичным представляется исследование изменения спектральных характеристик сигнала. Продемонстрируем это на модельном и реальном примерах.

На рис. 1 приведены спектры синтетического волнового поля до прохождения сигналом слоя, насыщенного трещинами – рис. 1а, и после прохождения – рис. 1б. Отчетливо видно резкое снижение амплитуды несущих частот и смещение спектра поля в низкочастотную область.

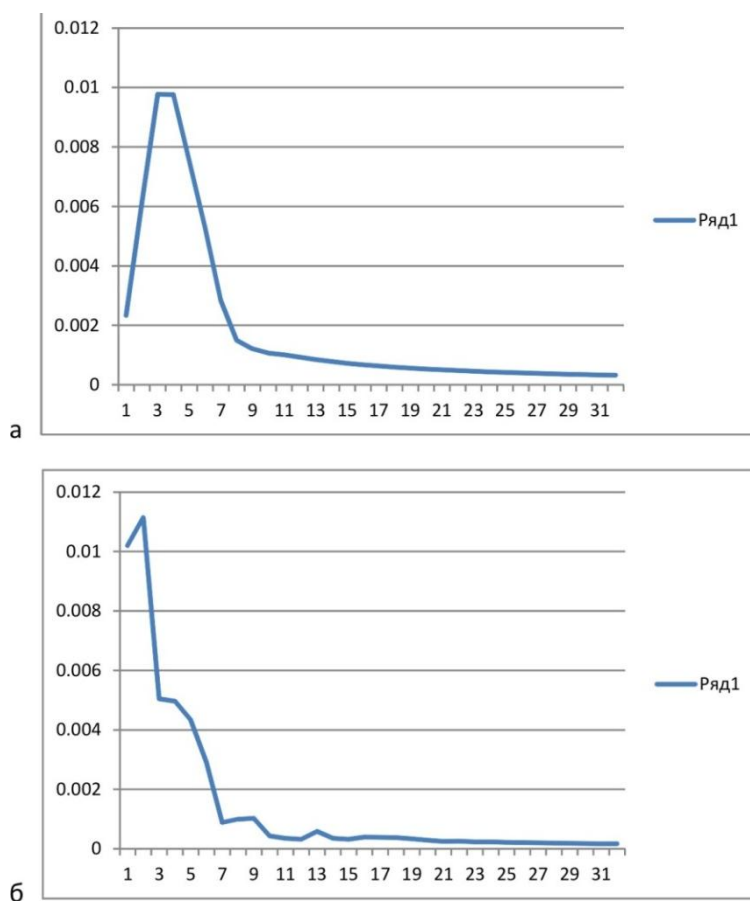


Рис. 1. Результаты модельных расчетов: а – спектр исходного сигнала; б – спектр сигнала после прохождения трещиноватого слоя (частоты уловные)

Для тестирования возможности обнаружения зон повышенной трещиноватости и пористости нами были проведены исследования спектральных характеристик по одному из сейсмических разрезов, пересекающих зону дезинтеграции с аномально высокими дебитами продуктивных пластов.

Эта зона находится в центральной части временного разреза (рис. 2). На рисунке показаны амплитудные спектры различных частей разреза. Отчетливо видно, что в центре, в отличие от левой части разреза, волновое поле под выраженными отражающими горизонтами (отложения верхней юры) теряет значительную часть амплитуд в диапазоне от 25 до 35 Гц, становясь, в целом, более низкочастотным.

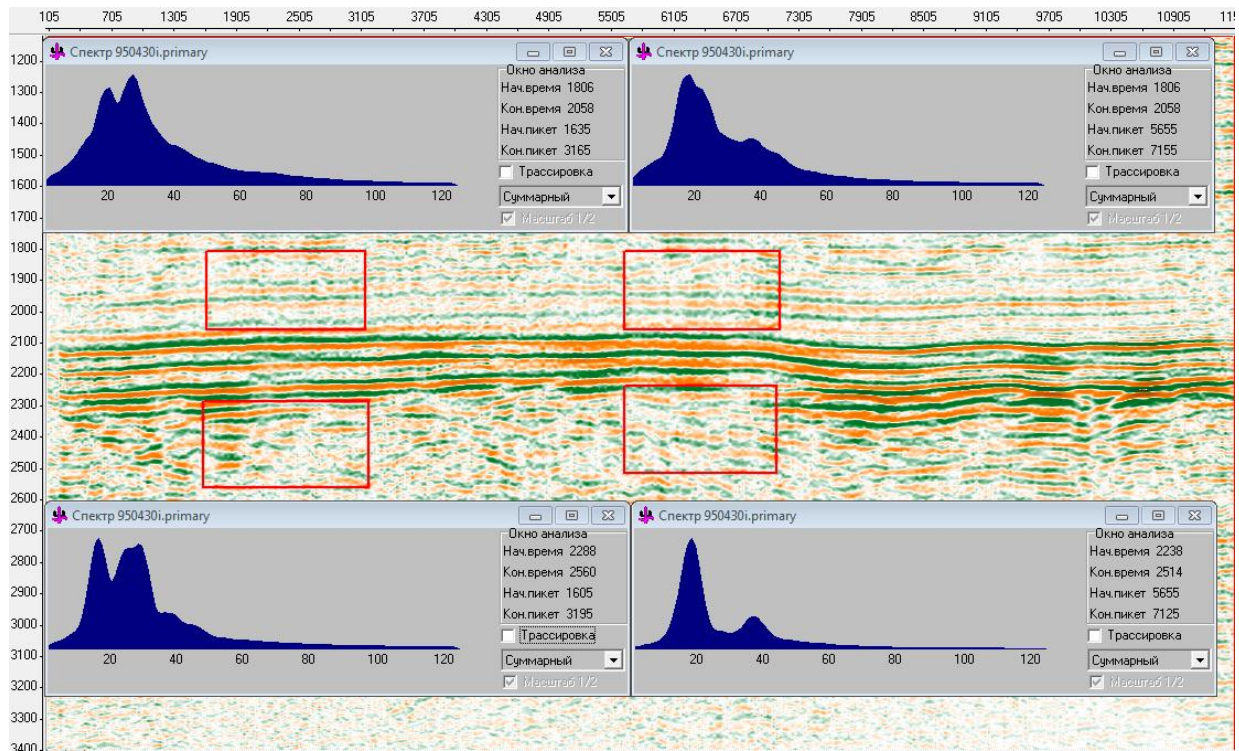


Рис. 2. Амплитудные спектры в различных частях временного разреза

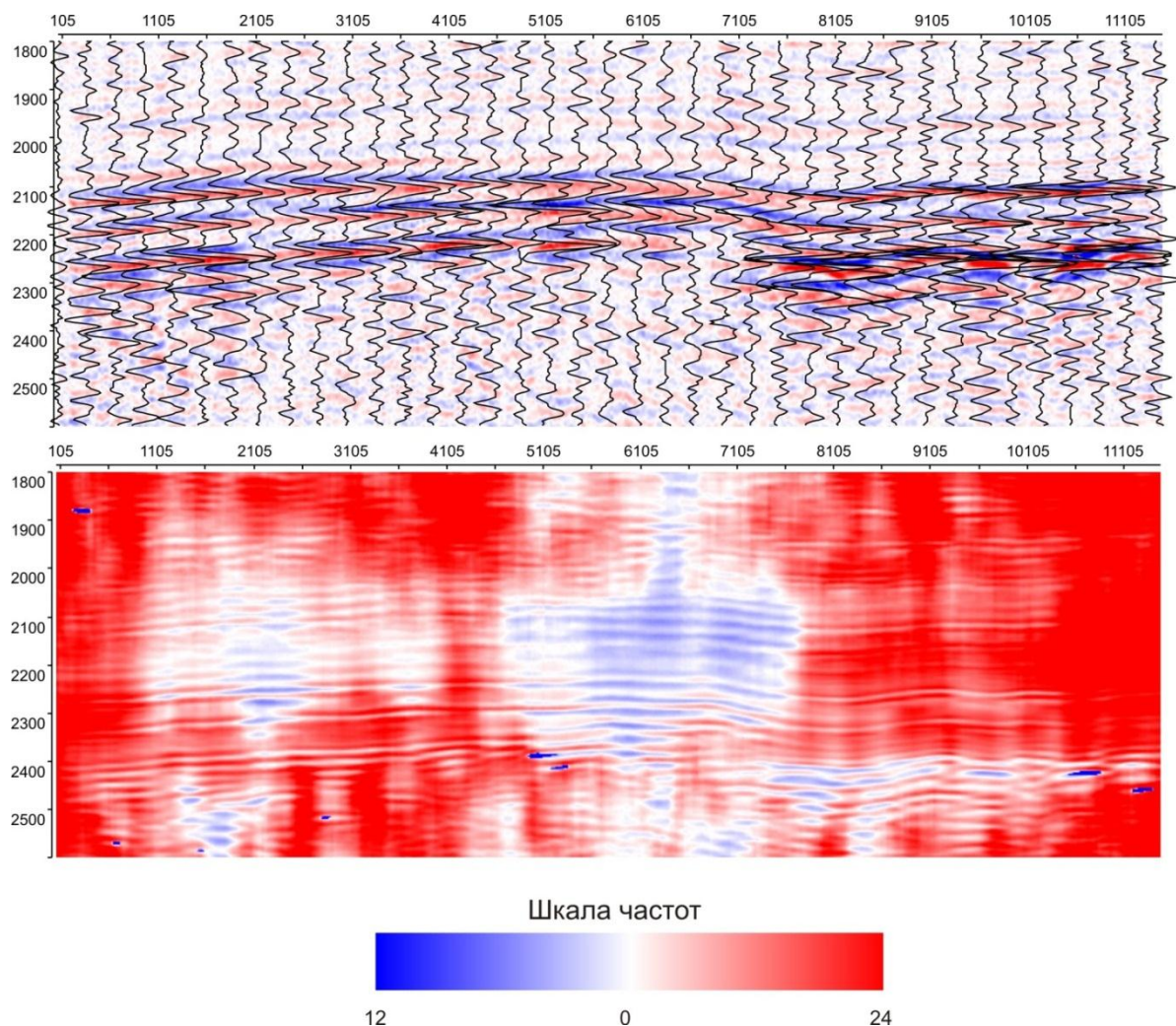


Рис. 3. Распределение на временном разрезе областей со спектрально смещенными к низким и высоким частотам (синие и красные поля, соответственно)

На рис. 3 полями синего и красного цвета показаны области относительного насыщения спектра низко- и высокочастотными составляющими. Низкочастотная область в центральной части сейсмического разреза совпадает с зоной дезинтеграции и распространения трещиноватых коллекторов.

Обнаруженные закономерности могут быть использованы для выделения в разрезе зон повышенного поглощения энергии сейсмических волн, которые могут соответствовать зонам повышенной пористости.

Работа поддержана в рамках междисциплинарного интеграционного проекта СО РАН № 127.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М., Поляков А.А. Сейсмогеологические адаптивные методы прогноза качества коллекторов и подготовки сложно - построенных ловушек нефти и газа в верхней коре центральных и южных районов

Западной Сибири (горизонт Ю\ васюганской свиты) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 79-90.

2. Овчаренко А.В., Ермаков Б.В., Мячин К.М. Геолого-геофизические технологии поисков и разведки месторождений нефти и газа // Геофизика. – 2009. – № 2. – С. 3-7.

3. Гик Л.Д. Измерение коэффициента пористости по данным декремента затухания // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2008. – № 4. – С. 38-41.

4. Гик Л.Д., Конторович В.А. Изучение месторождений углеводородов по критерию декремента затухания // 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. 172-177.

© Л.Д. Гик, М.С. Канаков, В.А. Конторович, В.В. Лапковский,
Б.В. Лунев, М.М. Немирович-Данченко, 2012

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПЕРЕРЫВЫ В ОСАДКОНАКОПЛЕНИИ И НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ КОРРЕЛЯЦИИ ВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ И НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Ирина Валерьевна Вараксина

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории седиментологии, тел. (8-383) 333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.nsc.ru

Евгений Максимович Хабаров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, заведующий Лабораторией седиментологии, тел. (8-383) 333-37-14, e-mail: khabarovem@ipgg.nsc.ru

Мария Михайловна Пушкарёва

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, 630090, пр. Коптюга, 3, младший научный сотрудник Лаборатории седиментологии, тел. (8-383) 333-23-03, e-mail: pushkarevamm@gmail.com

Результаты исследования конкретных разрезов скважин, которые вскрыли пограничные комплексы между стратиграфическими подразделениями венда, показали, что региональные предтирский и предданиловский перерывы не имеют чётко выраженных признаков. Это наблюдается как в разрезах центральной части Ангара-Ленской ступени, так и на северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы. Установленные перерывы имеют либо кратковременный локальный характер и обусловлены перестройкой аллювиальных систем, либо связаны с периодическими падениями уровня моря и частичным размывом отложений.

Ключевые слова: Сибирская платформа, венд, региональные стратиграфические перерывы.

REGIONAL INTERRUPTIONS OF SEDIMENTATION AND SOME PROBLEMS OF CORRELATION OF VENDIAN DEPOSITS OF ANGARA-LENA STAGE AND NEPA-BOTUOBA ANTECLISE

Irina V. Varaksina

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, PhD in Geology, Senior research scientist, Laboratory of Sedimentology, tel. (8-383) 333-23-03, e-mail: varaksinaiv@ipgg.nsc.ru

Evgeniy M. Khabarov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, PhD in Geology, Associate Professor, Head of the Laboratory of Sedimentology, tel. (8-383) 333-37-14, e-mail: khabarovem@ipgg.nsc.ru

Maria M. Pushkareva

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, 630090, Acad. Koptug av. 3, Junior Researcher, Laboratory of Sedimentology, tel. (8-383) 333-23-03, e-mail: pushkarevamm@gmail.com

The results of case studies of well sections, which revealed frontier complexes between the Vendian stratigraphic units, have shown that Predtirskiy and Preddanilovskiy regional interruptions do not have distinct characteristics. This is observed in both sections of the central part of the Angara-Lena Step, and in the north-east of the Nepa-Botuoba Antecline. The established interruptions have either a short-term local character due to rearrangement of the alluvial systems, or related to recurrent falls in sea level which leads to the partial erosion of sediments.

Key words: Siberian platform, Vendian, regional stratigraphic interruptions.

Одним из наиболее дискуссионных вопросов стратиграфии Сибирской платформы является корреляция тирского и даниловского региональных горизонтов Ангаро-Ленской ступени (АЛС) и Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА). Основой для сопоставления этих стратиграфических подразделений служит идея о наличии крупных региональных перерывов в предтирское и предданиловское время. Однако в Решениях IV Межведомственного регионального стратиграфического совещания было отмечено, что такой подход не является бесспорным [1]. Новые данные по изучению керн скважин, которые вскрыли границы рассматриваемых горизонтов, позволили оценить роль региональных перерывов, выделяемых в их основании.

Сложность корреляции тирского регионального горизонта определяется его сильной литологической изменчивостью. Согласно утвержденной стратиграфической схеме на территории АЛС этому уровню соответствуют терригенные отложения верхнечорской подсвиты, а на НБА – терригенно-сульфатно-карбонатные тирской и бюксской свит [1-3]. Даниловский горизонт характеризуется относительно однообразным строением и подразделяется на три четко прослеживаемых литологически выдержанных подгоризонта. Нижний соответствует объему успунской (НБА) и катангской (АЛС) свит, средний - кудулахской-собинской свит и верхний - юряхской-тэтэрской свит. В большинстве работ в подошвах тирского и даниловского горизонтов признается наличие крупных региональных перерывов, длительностью 10-15 млн. лет [1-6].

Выделение предтирского перерыва основано в первую очередь на данных ГИС, а также утверждении, что именно в результате раннетирской трансгрессии образовалась ботуобинская пачка песчаников, выделяемая в подошве тирского горизонта в разрезах НБА [7-9]. Проведенное авторами детальное литологическое изучение керн из скважин Среднеботуобинского месторождения, поставило под сомнение наличие перерыва в подошве ботуобинского продуктивного горизонта, а также подтвердило точку зрения о баровом генезисе этих отложений [10]. Во всех изученных разрезах фиксировался общий тренд на увеличение зернистости вверх, который является одним из признаков формирования ботуобинских песчаников в пределах крупной баровой системы. Переход от нижележащей алевроито-глинистой

курсовской свиты хоть и быстрый, но постепенный и фиксируется по возрастанию роли песчаников и алевролитов вверх по разрезу. Верхняя граница ботубинского горизонта также постепенная. Песчаники становятся все более карбонатными и согласно перекрываются доломитами верхнебюкской подсвиты. В юго-западном направлении на Непском своде мощность ботубинского горизонта резко сокращается вплоть до полного исчезновения и только на его периферии появляются маломощные (до 1,5 м) слои песчаников, которые часто относят к верхней части непской свиты (Могдинские, Сугдинские скважины).

На Ангара-Ленской ступени тирский горизонт, по объему соответствующий парфеновскому продуктивному горизонту, представлен исключительно терригенными породами, которые накапливались в обстановках от мелкого-среднего шельфа до аллювиальных равнин. Признаков регионального перерыва в подошве горизонта в изученных скважинах не обнаружено. Тем не менее, отмечены многочисленные локальные размывы в основании аллювиальных циклов, нижние части которых часто представлены гравелито-песчаниками. Такие русловые образования, с размывом залегающие на нижележащих отложениях, отмечены в разрезах Ангара-Ленского и Левобережного месторождений.

Существенные изменения в составе и объеме тирского горизонта АЛС и НБА, согласно общепринятой схеме, объясняются, главным образом, предданиловским региональным перерывом. В основании нижнеданиловского подгоризонта (катангская, успунская свиты) выделяется пласт доломитов, известный как преображенный продуктивный горизонт, который, как считается, имеет повсеместное распространение и по данным ГИС характеризуется как электрокаротажный репер M_2 . Под преображенскими доломитами везде фиксируется пачка карбонатно-глинистых пород. Отметим, что эта пачка в одних схемах корреляции помещается выше предкатангского перерыва, а в других ниже [1-5, 11]. На юге и в центре АЛС она имеет преимущественно алевроито-аргиллитовый состав и залегает на парфеновских песчаниках без следов размыва. В изученных авторами скважинах граница между песчаниками и алевро-аргиллитами резкая, но согласная, причем в подошве катангской свиты наблюдается постепенный переход вверх по разрезу от алевролитов к аргиллитам и далее глинистым доломитам преображенного горизонта. В пределах АЛС мощность парфеновского горизонта (точнее его существенно песчаной части) меняется от 15 до 70 м. Такие изменения объясняются размывом песчаников во время предкатангского (предданиловского) перерыва [1-4]. Однако наши исследования показали, что происходит латеральное замещение песчаников на алевроито-глинистые отложения. Это особенно заметно при трассировании песчаных образований со стороны Братского и Ковыктинского месторождений в центральную часть АЛС. Постепенные переходы хорошо фиксируются в скважинах Ангара-Ленского и Левобережного месторождений.

На юге НБА тирский горизонт (тирская свита) характеризуется значительным разнообразием состава и представлен неравномерным

переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и доломитов. По направлению к центральной части НБА наблюдается уменьшение мощности тирской свиты вплоть до полного отсутствия в пределах Непского свода, что по данным некоторых исследователей является свидетельством её размыва на данной структуре [1-9]. Тем не менее, сокращение мощности может быть связано с тем, что нижние части тирского горизонта не накапливались в пределах приподнятых участков. В разрезах фиксируются отложения его самой верхней части, которые начали отлагаться на возвышениях лишь в конце тирского времени по мере развития вендской трансгрессии и распространения режима седиментации по всей территории НБА. Вместе с тем, перерывы во время осадконакопления вендских отложений несомненно были, причем относительно продолжительные вплоть до карстообразования. Они фиксируются в Могдинских и Сугдинских скважинах в кровле ербогаченского горизонта тирской свиты, а также в кровле баровых циклов, слагающих усть-кутский продуктивный горизонт тэтэрской свиты.

На севере НБА к тирскому горизонту относят мощную существенно глинисто-сульфатно-карбонатную бюксую свиту с песчаной ботубинской пачкой в основании. Преображенский продуктивный пласт выделяется в низах успунской свиты даниловского регионального горизонта и считается латеральными аналогом преображенского пласта катангской свиты АЛС. Изучение керн скважин, которые хорошо вскрыли пограничные слои бюксской и успунской свит, показало, что переходы между ними постепенные. Нет никаких данных, которые бы свидетельствовали о крупном предкатангском перерыве. В кровле бюксской свиты фиксируются темно-серые оолито-пизолитовые доломиты с прослоями аргиллитов. Аналогичные породы наблюдаются в основании успунской свиты. Можно допустить, что выделяемые на северо-востоке НБА и АЛС «преображенские» отложения имеют разную стратиграфическую позицию, но это допущение требует пересмотра доминирующих схем корреляции. Однако в настоящее время перед нами не стояла задача предлагать новый вариант корреляционной схемы. Цель данной работы – представить основные результаты наших исследований, которые позволили сделать следующие выводы:

1. В конкретных разрезах скважин, которые вскрыли пограничные комплексы, установлено, что региональные предтирский и предкатангский (предданиловский) перерывы не имеют чётко выраженных признаков. Это наблюдается как в разрезах центральной части АЛС, так и на северо-востоке НБА.

2. Несомненно, что в процессе накопления столь разнотипных отложений венда перерывы в седиментации происходили. При этом часть из них имела кратковременный локальный характер (например, при перестройке аллювиальных систем). Другие более продолжительные перерывы были связаны с периодическими падениями уровня моря и частичным размывом отложений, а иногда и формированием карста в карбонатных комплексах.

3. При построении и уточнении корреляционной схемы необходимо провести анализ не только данных ГИС, но имеющегося керна, который в

первую очередь характеризует приграничные слои между стратиграфическими подразделениями венда.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения четвертого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы – Новосибирск. – 1989. – 64 с.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В.Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин и др. – Новосибирск: Гео. – 2005. – 428 с.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы – Новосибирск: Изд. СО РАН. – 2009. – 146 с.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) – Новосибирск: Изд. СО РАН. – 2007. – 467 с.
5. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР – Новосибирск: Наука. – 1986. – 239 с.
6. Воробьев В.Н. Стратиграфические несогласия в южных и центральных районах Сибирской платформы / Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1982. – С. 4-8.
7. Бакин В.Е., Воробьев В.Н., Рыбьяков Б.Л. Месторождение нефти и газа в кембрийских и верхнекембрийских отложениях Сибирской платформы / Научные Труды СНИИГГиМСа – Новосибирск: СНИИГГиМС. – 1978. – Вып. 265. – С. 26-46.
8. Воробьев В.Н., Афанасьев С.А., Кондратенко Т.Д. и др. Продуктивные горизонты в кембрийских и рифейских отложениях Сибирской платформы / Научные Труды СНИИГГиМСа. – Новосибирск: СНИИГГиМС – 1978. – Вып. 264. – С. 98-107.
9. Дмитриевский А.Н., Самсонов Ю.В, Вагин С.Б. и др. Историко-генетическая оценка нефтегазобразования и нефтегазонакопления в осадочных бассейнах Сибирской платформы – Москва: Недра. – 1989. – 220 с.
10. Лебедев М. В., Чернова Л. С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) / Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – С. 51-64.
11. Шемин Г.Г., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Опорный разрез преображенского продуктивного горизонта вендско-нижнекембрийского карбонатного комплекса (Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция) / Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 2. – С. 226-236.

© И.В. Вараксина, Е.М. Хабаров, М.М. Пушкарева, 2012

ВЫДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВ МЕЖСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ДАННЫМ КАРОТАЖА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PETREL

Валерий Алексеевич Бердов

НГУ, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, тел. 8-923-177-70-11, e-mail: valeraberdov@yandex.ru

Александр Александрович Власов

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, младший научный сотрудник, e-mail: vlasovaa@ipgg.nsc.ru

Владимир Валентинович Лапковский

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга, 3/6, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник, e-mail: lapk@ngs.ru

В статье представлен программный модуль в среду Petrel, позволяющий в автоматическом режиме определить границы пластов по данным геофизического исследования скважин, а также проводить структурный анализ поверхностей.

Ключевые слова: Petrel, выделение границ пластов, структурный анализ поверхности.

DETECTION OF RESERVOIR BOUNDARIES IN WELL PROFILES ACCORDING TO THE WELL LOG VIA PETREL

Valeri A. Berdov

Novosibirsk State University, 2 Pirogova, Novosibirsk, 630090, student, tel. 8-923-177-70-11, e-mail: valeraberdov@yandex.ru

Alexander A. Vlasov

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Junior Researcher, e-mail: vlasovaa@ipgg.nsc.ru

Vladimir V. Lapkovsky

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Senior Research Fellow, Candidate of Geological and Mineralogy, e-mail: lapk@ngs.ru

The articles describes the plug-in for Petrel software. It provides automatic detection of reservoir boundaries in well profiles and structural analysis of surfaces.

Key words: Petrel, detection of reservoir boundaries, structural analysis of surface.

Источником основной информации о внутреннем строении месторождений углеводородов, являются результаты сейсмических исследований, а также геофизическое исследование скважин (ГИС). Сейсмические данные дают общую информацию о внутреннем строении Земли и позволяют выделить интересующие геологов отражающие горизонты, тогда как результаты измерения ГИС позволяют детально изучить околоскважинное пространство.

Работа с данными, получаемыми с помощью этих методов исследований, широко представлена в разработанном компанией Schlumberger геофизическом комплексе Petrel, предназначенном для построения и визуализации единой модели среды месторождения углеводородов.

Типичный объект, которому посвящена настоящая работа, представлен на рис. 1. На этом рисунке показаны данные сейсморазведки в виде сечений куба амплитуд

зарегистрированного волнового поля, один из прослеженных отражающих горизонтов, а также массив скважин месторождения с проставленными границами по данным ГИС и скоррелированных по глубине с данными сейсмического горизонта.

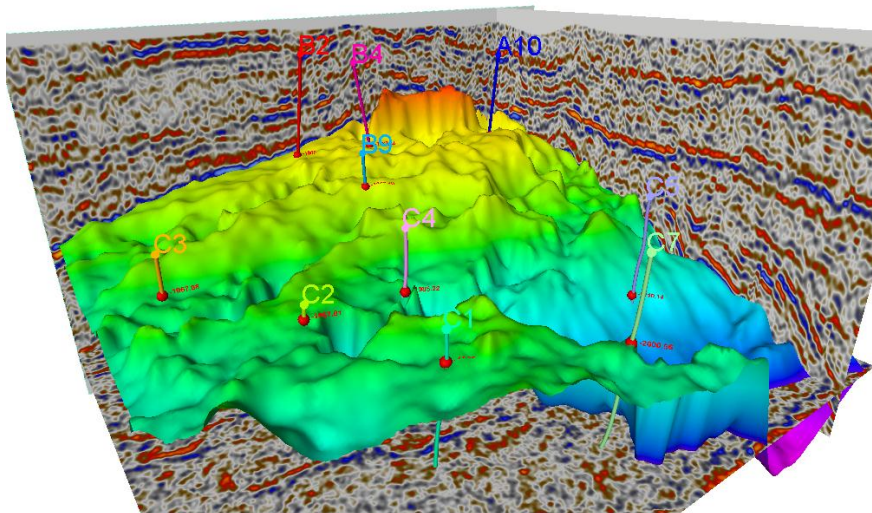


Рис. 1. Отражающий горизонт и границы по данным каротажа

Для расширения

возможностей построения подобных моделей, нами была поставлена задача: автоматизировать процесс выделения границ слоев, по данным каротажного зондирования, с дальнейшей их глубинной привязкой к данным сейсморазведки, а также процесс структурного анализа отражающих горизонтов или других геологических границ, с целью обнаружения характерных форм поверхностей. Для нефтяной геологии актуальность выполняемых исследований, связана с необходимостью обнаружения разрывных нарушений пластов и фрагментов форм эрозионного рельефа с которыми могут быть связаны русловые отложения, обладающие улучшенными коллекторскими свойствами. Решение данных задач представляет собой программное расширение для среды Petrel, разработанное с помощью технологии Ocean. Данный программный модуль предоставит пользователям этого программного обеспечения следующий инструмент для реализации вышеописанных методов:

- Автоматическая расстановка границ;
- Градиентный метод;
- Дисперсионный метод;
- Структурный анализ поверхности.

Расстановка границ

Суть методов расстановки границ заключается в том, чтобы по имеющимся данным построить кривую, характеризующую возможность наличия границы в

каждой точке. Для имеющихся двух алгоритмов используется разный подход к формированию этой кривой.

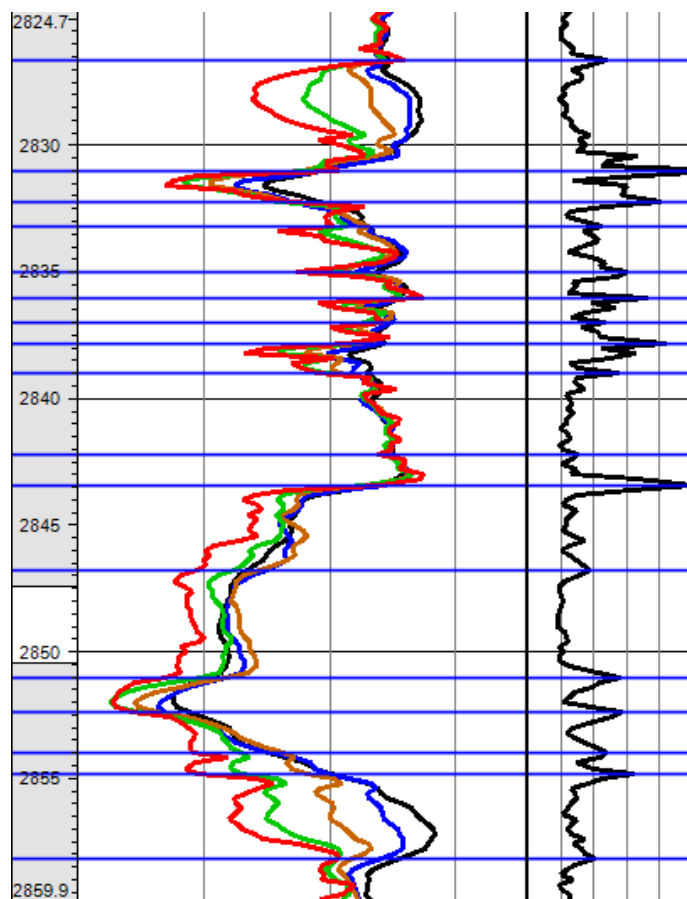


Рис. 2. Результат работы градиентного метода расстановки границ по данным ВИКИЗ

Расстановка границ градиентным методом использует в своей основе дифференциальные исчисления, взятие производных и выделяет границы в той области каротажной кривой, которая характеризуется наибольшей скоростью изменения измеренного параметра [1]. Результат работы алгоритма представлен на рис. 2. Данный метод позволяет отфильтровывать расставленные границы посредством указания критериального значения, а также минимального расстояния между двумя соседними границами. Другой особенностью данного метода является возможность запуска алгоритма, как на одиночной кривой, так и на их

совокупности, поскольку, например, установка высокочастотного индукционного каротажного зондирования (ВИКИЗ) за одно измерение выдает

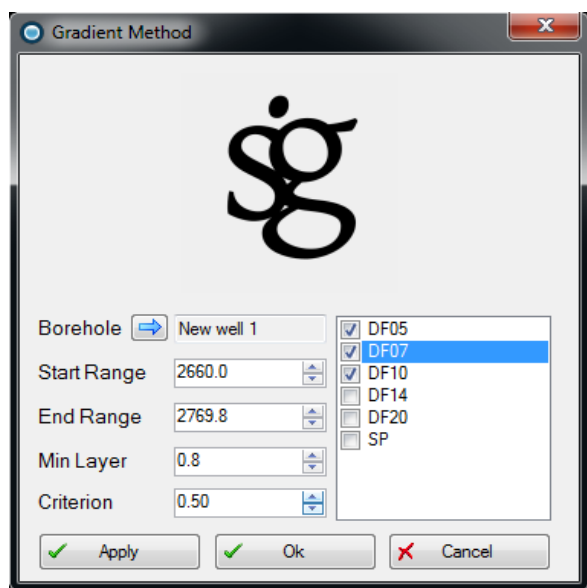


Рис. 3. Интерфейс градиентного метода расстановки границ

пять кривых, определяющих какой-либо фактор породы только в совокупности, следовательно, для более точной расстановки границ нужно учитывать влияние каждого зонда. Также данный инструмент позволяет пользователю выделять границы пластов не на всем интервале измерения, а только на некоторой интересующей его части. Интерфейс работы с предложенным методом представлен на рис. 3.

Расстановка границ дисперсионным методом в свою очередь использует статистические методы определения границы пласта. В его основе лежит вычисление дисперсий в окрестности каждой точки – для интервала в целом и

для верхнего и нижнего полуинтервала относительно оцениваемой точки. Возможность существования границы тем выше, чем сильнее отличаются общая дисперсия от дисперсий на полуинтервалах. По набору точек входной кривой, строится её индикаторная кривая, характеризующая наличие границ пластов. Также как и градиентный метод расстановки границ, данный алгоритм позволяет проводить фильтрацию границ посредством указания минимальной мощности пласта и порогового значения индикатора границы. Входными параметрами для этого алгоритма могут быть как единичная каротажная диаграмма, так и их совокупность. Вычисления проводятся на заданном пользователем интервале. На рис. 4 представлен результат работы данного метода.

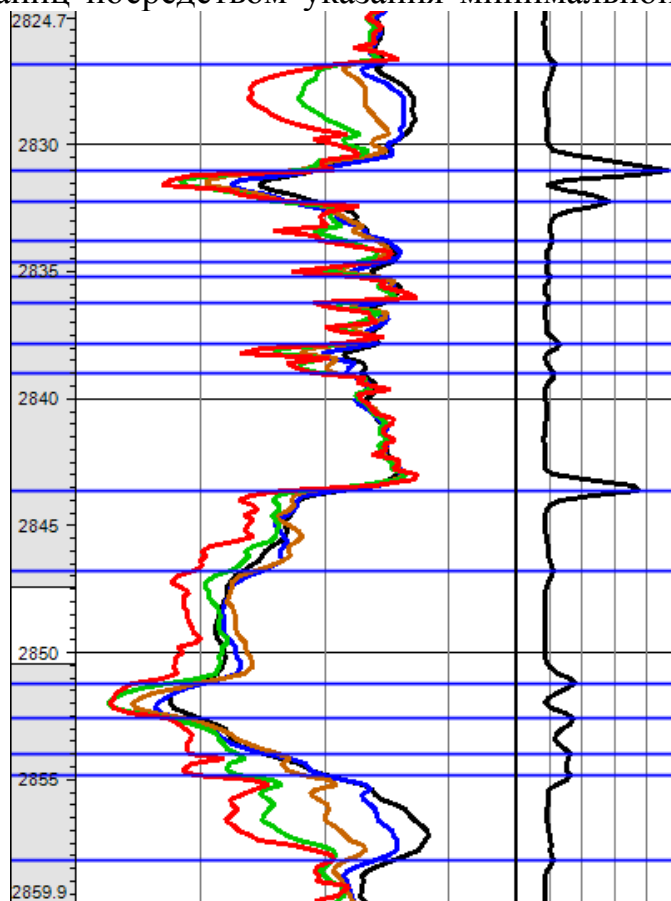


Рис. 4. Результат работы дисперсионного метода расстановки границ по данным ВИКИЗ

Структурный анализ поверхности

Данный алгоритм позволяет оценить локальную схожесть поверхности с одной из пяти выбранных форм рельефа: уступ, долина, гребень, бровка террасы, тыловой шов террасы рис. 5. Работа этого алгоритма основана на построении меры сходства с вращающейся анизотропной палеткой, - своей для каждой из пяти типов форм. Оценка выполняется следующим образом: выбранный пользователем шаблон совмещается с очередным узлом числовой модели поверхности (гридом) и происходит анализ его подобия. После чего данный шаблон поворачивается вокруг вертикальной оси и операция повторяется. Результатом является степень сходства при наилучшем совпадении.

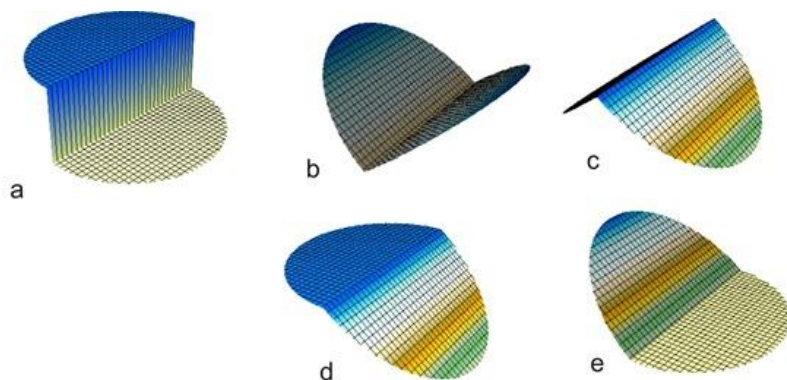
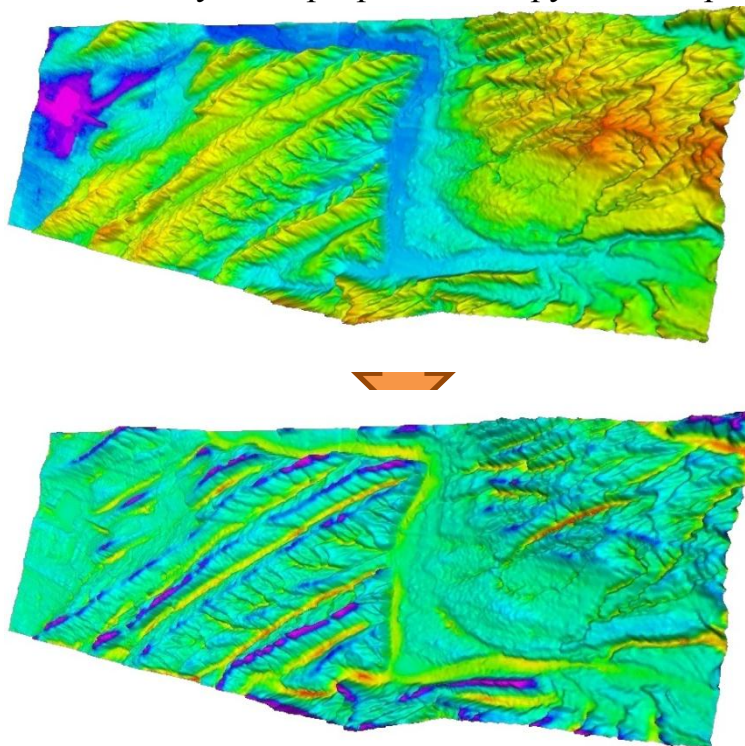


Рис. 5: а - уступ, b - долина, c - гребень, d - бровка террасы, e - тыловой шов террасы

Количество поворотов шаблона и его размер, и параметр встроенной в окно

весовой функции, позволяющей с разными весами учитывать точки, лежащие на разном удалении от осевой линии шаблона, задаются пользователем. На рис. 6 представлен результат применения данного алгоритма.

Решение данной задачи полезно для геоморфологического анализа современного и погребенного рельефа, временных карт отражающих горизонтов, структурных карт. Его использование может помочь выделять малоамплитудные разрывные нарушения при анализе зашумленных данных, а



также эрозионные формы рельефа - такие как морфологические элементы долин рек. Последнее, совместно методами фациальной оценки состава отложений, может иметь решающее значение для прогноза зон распространения русловых песчаников или других фациальных типов благоприятных для обнаружения залежей углеводородов.

Таким образом, поставленная нами цель была успешно достигнута в виде реализованного

Рис. 6. Структурный анализ поверхности программного расширения в среду Petrel. Данный модуль обладает легкой встраиваемостью в среду Petrel и предоставляет удобный интерфейс для пользования реализованными в нем методами. С его помощью пользователи этого программного продукта смогут использовать новый инструментарий не доступный им ранее и решать новые задачи.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эпов М.И., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю. Выделение пластов в терригенном разрезе по данным ВИКИЗ // НТВ «Каротажник». – 1999. - №57. – С. 58-69.

© В.А. Бердов, А.А. Власов, В.В. Лапковский, 2012

УДК 551.7 (564.53+56.016.3) +551.734.3(571.17)

БИО- И ЛИТОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ МАРКЕРЫ СРЕДНЕГО ДЕВОНА САЛАИРА

Николай Кириллович Бахарев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник Лаборатории микропалеонтологии, тел. (383)333-11-26, e-mail: BakharevNK@ipgg.nsc.ru

Надежда Георгиевна Изох

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.nsc.ru

Евгений Сергеевич Соболев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т Академика Коптюга, 3, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Лаборатории палеонтологии и стратиграфии мезозоя, E-mail: SobolevES@ipgg.nsc.ru

Александр Юрьевич Язиков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т академика Коптюга, 3, научный сотрудник Лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя, тел. (383)333-24-29, e-mail: YazikovAY@ipgg.nsc.ru

Дана характеристика двух маркирующих уровней среднего девона Салаира и их выражение в ряде регионов.

Ключевые слова: аммониты, конодонты, девон, Салаир.

BIO-AND LITHOSTRATIGRAPHIC MARKERS OF THE MIDDLE DEVONIAN OF THE SALAIR

Nikolay K. Bakharev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Novosibirsk, Acad. Koptyug av., 3, PhD in Geology, Leading research scientist, Laboratory of the micropaleontology, Tel. (383) 333-11-26, e-mail: BakharevNK@ipgg.nsc.ru

Nadezhda G. Izokh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Novosibirsk, Acad. Koptyug av., 3, PhD in Geology, Senior research scientist, Laboratory of the Paleozoic paleontology and stratigraphy, Tel. (383)333-24-31, e-mail: IzokhNG@ipgg.nsc.ru

Evgeny S. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, PhD in Geology, Senior research scientist, Laboratory of the Mesozoic paleontology and stratigraphy, e-mail: SobolevES@ipgg.nsc.ru

Aleksandr Yu. Yazikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), 630090, Novosibirsk, Acad. Koptug av., 3, Research scientist, Laboratory of the Paleozoic paleontology and stratigraphy, Tel. (383)333-24-29, e-mail: YazikovAY@ipgg.nsc.ru

Two marker levels in Middle Devonian of Salair and their expression in several regions are characterized.

Key words: ammonoids, conodonts, lithostratigraphy, Middle Devonian, Salair.

Начиная с восьмидесятых годов прошлого столетия, на Салаире к эйфельскому ярусу относили верхнюю часть шандинского и весь интервал мамонтовского горизонтов [1], с последующим включением в состав мамонтовского горизонта и акарачкинских слоев [2]. К живетскому ярусу первоначально относились акарачкинский, керлегешский и сафоновский горизонты, а в дальнейшем только два последних.

Граница между шандинским и мамонтовским горизонтами на Салаире проводится по смене регрессивной на трансгрессивную стадию развития бассейна (в основании прослая углей мощностью от 5 до 40 см). Данная граница наблюдается в северо-восточном борту Акарачкинского карьера, где красноцветная терригенно-карбонатная пачка верхней части шандинского горизонта сменяется через угли сероцветной, преимущественно песчаной пачкой нижней части мамонтовского горизонта. М.А. Ржонсницкая [3] эту красноцветную пачку относил к низам мамонтовского горизонта. В шандинском горизонте установлен комплекс конодонтов зоны *serotinus*, и сам зональный вид, а также в его верхней части в разрезе Б-8014 северо-восточного борта Акарачкинского карьера аммоноидеи *Mimagoniatites* cf. *bohemicus* (Barrande, 1865).

Первые зональные эйфельские конодонты *Polygnathus costatus partitus* и *P. costatus costatus* установлены соответственно в 6-ом и в 8-ом слоях разреза Б-845, расположенного в северо-западной части Малосалаиркинского карьера. Здесь, в нижней части светло-серых рифогенных пестеревских известняков вскрыта мульда (300 м простирацию и до 40 м по мощности), представленная преимущественно породами тонко терригенного состава с пластами органогенно-обломочных известняков. Разрез Б-845 представляет собой пересечение этой мульды в ее центральной части. В слоях с 3 по 6, в темно-серых, почти черных глинистых известняках и в голубовато-серых известковистых алевро-аргиллитах встречены аммоноидеи: *Fidelites* cf. *occultus* (Whidborne, 1890), *Fidelites* sp., *Fidelites* cf. *fidelis* (Barrande, 1865), *Subanarcestes* (?) sp., характерные для раннеэйфельской зоны *Pinacites jugleri*.

Красноцветную терригенно-карбонатную пачку можно рассматривать в качестве регионального (а возможно и более высокого ранга) литологического маркера. Подобная пачка прослеживается на восточном склоне Северного Урала (карьер Усольцев Лог) в верхней части нижнедевонских отложений, лежащих непосредственно выше отложений зоны *serotinus* [4]. На хр. Янгана-Пэ Щучьинского выступа зоны сочленения Полярного Урала и фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы в пограничном интервале между эмскими и эйфельскими отложениями, отвечающими верхнему бокситоносному горизонту, также имеется этот литологический маркер. Ниже красноцветной пачки установлены конодонты зоны *serotinus*, а выше встречены вместе *Polygnathus costatus partitus* и *P. costatus patulus* [5, 6]. Хорошо выражен этот литологический маркер и в Баррандиене, где он представлен пачкой красноцветных аргиллитов с комковатыми глинистыми известняками нижней части Тжеботовских известняков, в верхней части которых установлены конодонты: *Polygnathus serotinus*, *P. costatus patulus*, *P. costatus partitus* [7].

Вторым региональным и глобальным маркером являются выявленные комплексы аммоноидей с одного хроностратиграфического уровня. В составе верхней части типового разреза акарачкинских слоев мамонтовского горизонта в районе г. Гурьевска, в слое Б-8410-7, представленным известковистыми алевролитами, установлен следующий комплекс аммоноидей: *Agoniatites* cf. *vanuxemi* (Hall, 1879); *Agoniatites* cf. *nodiferus* (Hall, 1886), *Fidelites* sp., *Cabrieroceras salairicum* Nikolaeva, 2010 [8]. Тот же родовой и видовой состав аммоноидей выявлен в разрезах сафоновской свиты окрестностей г. Прокопьевска. В разрезе БС-091, слоях 13 и 16 и в разрезе БС-093, слое 16 выявлены следующие аммоноидеи: *Agoniatites vanuxemi* (Hall, 1879), *Fidelites* sp., *Cabrieroceras salairicum* Nikolaeva, 2010. Во время демонстрации типовых выходов сафоновской свиты участникам международной экскурсии в 2011 г. в районе дер. Заречная по правому берегу р. Большой Бачат в слое 11 разреза Б8333 был установлен тот же видовой состав аммоноидей. Весь комплекс аммоноидей насчитывает более 200 экземпляров, по местонахождениям они распределены равномерно. Приведенные данные позволяют относить указанные местонахождения аммоноидей к одному узкому биостратиграфическому интервалу зоны *Agoniatites costulatus* верхнего эйфеля [9].

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-05-01105), Программ РАН 23 и 28, Интеграционного проекта 93, выполняемого совместно с УрО РАН. Авторы координируют свои исследования с программами работ по проекту 596 IGCP.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири, 1979 г. Ч. 2. (средний и верхний палеозой) [Текст]. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1982. - 130 с.

2. Ключевые разрезы девона Рудного Алтая, Салаира и Кузбасса. / [Текст] Бахарев Н.К., Сенников Н.В., Елкин Е.А., Изох Н.Г., Алексеенко А.А., Обут О.Т., Родина О.А., Сараев С.В., Батурина Т.П., Киприянова Т.П., Тимохина И.Г., Языков А.Ю. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 104 с.
3. Ржонсницкая М.А. Биостратиграфия девона окраин Кузнецкого бассейна. Стратиграфия. / [Текст] М.А. Ржонсницкая. – Л.: Недра, 1968. – Т. 1. – 288 с.
4. Чувашов Б.И., Черных В.В., Анцыгин Н.Я., Бахарев Н.К., Клец А.Г. К биостратиграфии и литологии нижнедевонских отложений Турьинской зоны (восточный склон Северного Урала) / [Текст] Б.И. Чувашов, В.В. Черных, Анцыгин Н.Я., Н.К. Бахарев, А.Г. Клец. // Материалы по палеонтологии и стратиграфии Урала и Западной Сибири (девонская и каменноугольная системы). – Екатеринбург: УрО РАН, 2011. – С. 110-118
5. Изох Н.Г. Биостратиграфия по конодонтам девонских отложений Щучьинского выступа (СЗ Западно-Сибирской геосинеклизы) / [Текст] Н.Г. Изох // ГЕО-Сибирь-2011. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 1: сб. матер. VII Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2011», 19-29 апреля 2011 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2011. – С. 96-99.
6. Каныгин А.В., Сараев С.В., Бахарев Н.К., Беляев С.Ю., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., Клец А.Г., Хромых В.Г., Фомин А.Н. Палеозой Щучьинского выступа: модель геологического строения островодужных комплексов в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы [Текст] / А.В. Каныгин, С.В. Сараев, Н.К. Бахарев, С.Ю. Беляев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня, А.Г. Клец, В.Г. Хромых, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 1. – С. 59-78.
7. Chlupac, I., Havlicek, V., Kriz, J., Kukal, Z. & Storch, P. Palaeozoic of the Barrandian (Cambrian to Devonian). [Текст] / I. Chlupac, V. Havlicek, J. Kriz, Z. Kukal, P. Storch. - Prague: Czech Geological Survey, 1998-183 p.
8. Николаева С.В., Бахарев Н.К. Находка рода *Cabrieroceras* (Werneroceratidae, Ammonoidea) на Салаире / [Текст] С.В. Николаева, Н.К. Бахарев // Палеонтологический журнал. 2010 N 3. – С. 11-17.
9. Becker R.T. House M.R. (2000). Devonian ammonoid zones and their correlation with established series and stage boundaries / [Текст] R.T. Becker, M.R. House // Cour. Forsch.-Inst. Senckenb. Bd. 220. S. 113–151.

© Н.К. Бахарев, Н.Г. Изох, Е.С. Соболев, А.Ю. Языков, 2012

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ РЕШЕНИЯ ПРЯМЫХ ЗАДАЧ

Светлана Сергеевна Баранова

НГУ, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова 2, студент, тел. 8-913-382-42-19, e-mail: clairdusoleil7@gmail.com

Андрей Юрьевич Соболев

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга 3, кандидат технических наук, научный сотрудник, e-mail: SobolevAY@ipgg.nsc.ru

В статье представлен программный модуль для предварительной обработки данных бокового каротажного зондирования, позволяющий свести решение двумерной обратной задачи к ряду одномерных.

Ключевые слова: боковое каротажное зондирование, палетка.

RUSSIAN LATERAL LOGGING DATA PRE-PROCESSING BASED ON DIRECT PROBLEM SOLVING

Svetlana S. Baranova

Novosibirsk State University, 2 Pirogova, Novosibirsk, 630090, student, tel. 8-913-382-42-19, e-mail: clairdusoleil7@gmail.com

Andrey Y. Sobolev

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Research Fellow, Candidate of Technical Sciences, e-mail: SobolevAY@ipgg.nsc.ru

Software module for the Russian lateral logging data pre-processing is presented. The module allows reduce the 2D inverse problem solution to series of 1D inverse problem.

Key words: lateral logging sounding, reticulation.

Электрический каротаж

Электрический каротаж (ЭК) – геофизические исследования в скважинах, основанные на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно. ЭК на территории России применяется еще с 1933 года. В ЭК входят следующие методы: боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковое зондирование (БК), высокочастотный индукционный каротаж (ВИКИЗ), индукционный каротаж (ИК), каротаж самопроизвольного потенциала скважины (ПС), резистивиметрия.

Основой любой геофизической задачи является простой постулат: показания прибора зависят от параметров среды. Отсюда возникают два типа задач:

– Прямая задача – на основе модели пласта получить теоретические показания прибора;

– Обратная задача – на основе данных, зарегистрированных прибором оценить параметры модели пласта.

Традиционно решение обратной задачи заключается в итеративном подборе параметров модели среды, решении прямой задачи и сравнении теоретических показаний с экспериментальными данными.

В работе рассматривается один метод ЭК - боковое каротажное зондирование.

Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) - метод исследования нефтегазовых скважин, основанный на измерении кажущихся удельных электрических сопротивлений гальваническими зондами различной длины.

Для обработки данных БКЗ традиционное итеративное решение обратной задачи подходит плохо. Причинами этого являются:

1. Значительная неоднородность зондируемой среды;
2. Большое количество параметров, которые необходимо учитывать;
3. Неприемлемо большое время для решения двумерной задачи.

В силу особенностей прибора метод является нелокальным и несимметричным. Поэтому среду нельзя считать однородной. И из-за этого моделирование сигналов необходимо проводить, как минимум, для двумерной среды.

При решении прямой задачи нужно учитывать кажущееся сопротивление вмещающих пород, мощность пласта и параметры скважины. Такое большое количество параметров затрудняет решение обратной задачи.

Решение прямой задачи БКЗ [2] в зависимости от мощности пласта может занимать по времени от десятка минут до нескольких часов, решение обратной задачи - десятки часов.

Поэтому для обработки данных БКЗ вместо традиционного применяются другие подходы. Один из них заключается в приведении решения двумерной обратной задачи к решению ряда одномерных. Именно на таком подходе и основана данная работа.

Цель работы - *создание программного модуля предварительной обработки данных БКЗ, позволяющего свести решение двумерной задачи к серии одномерных.*

Особенностью работы является использование заранее созданной многомерной таблицы (палетки) кажущихся сопротивлений пласта в зависимости от кажущихся сопротивлений вмещающих пород, мощности пласта и параметров скважины. Эта таблица рассчитана на основе решения двумерной прямой задачи.

Полученные результаты

Для подсчета снятых средних значений кажущихся сопротивлений пласта (снятых отсчетов) был выбран алгоритм, описанный в [1]. Этот алгоритм

заключается в подсчете средних значений на отрезке $H_{\text{под}} \div H_{\text{под}} - h + L$, где $H_{\text{под}}$ - глубина, соответствующая подошве пласта, h - мощность пласта, L - длина зонда. Этот алгоритм работает на пластах с $h > 1,25L$. Ниже приведен график (рис. 1), на котором можно увидеть, как работает данный алгоритм в зависимости от мощности пласта.

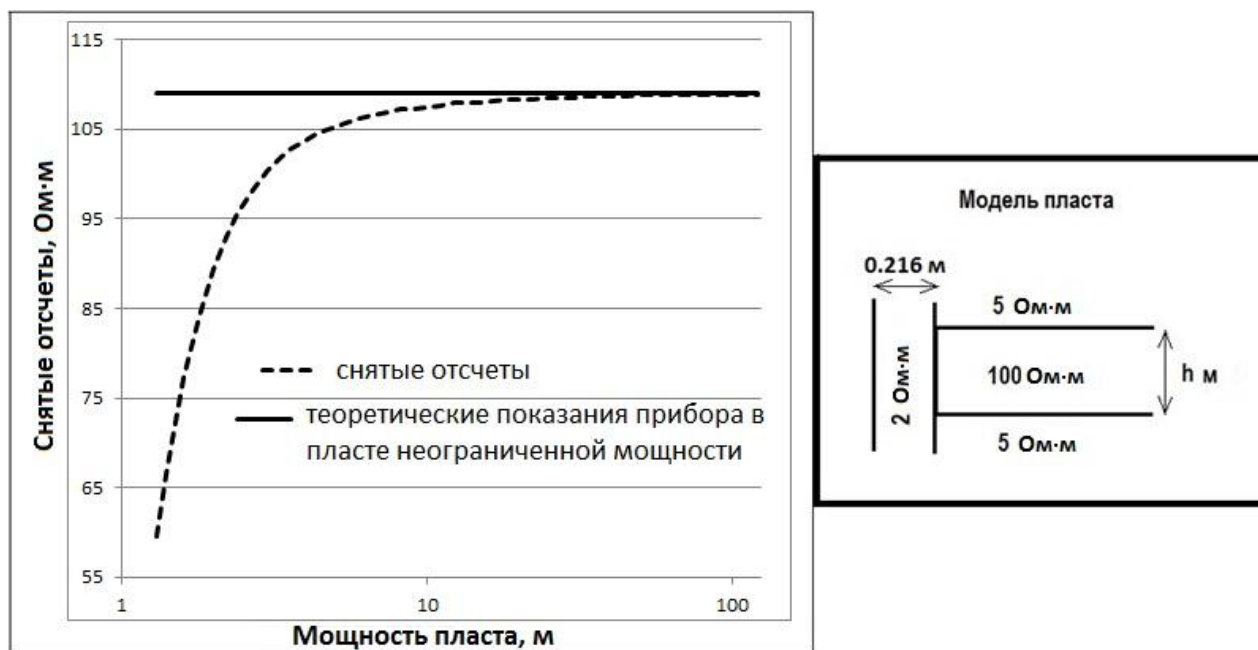


Рис. 1. Результаты снятия отсчетов для метрового зонда

Как следует из рис. 1, вышеописанный алгоритм хорошо работает для пластов с $h > 4$ м для зонда длиной 1 м.

На основе отсчетов, снятых полученным алгоритмом, построена палетка, учитывающая мощность и сопротивление пласта. Эта палетка представляла собой двумерную таблицу снятых отсчетов, полученных на основе решения прямых задач для различных моделей. В моделях пласта менялись только два задаваемых параметра – мощность и сопротивление пласта, а параметры скважины и сопротивление вмещающих задавались фиксированными. С помощью этой палетки, зная мощность пласта и сняв средние значения, можно определить кажущиеся сопротивление пласта. Результат такой обработки представлен на рис. 2.

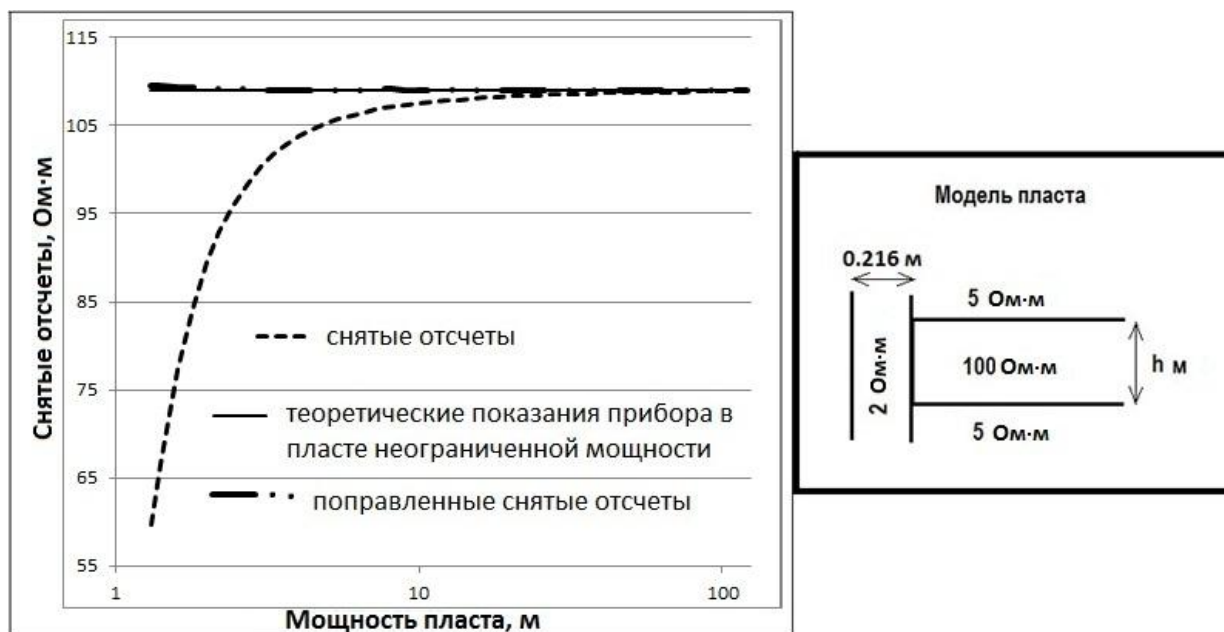


Рис. 2. Результаты снятия отсчетов для метрового зонда

Палеточный метод для модели, показанной на рис. 2, сработал практически идеально; отклонение поправленных снятых значений от теоретических показаний прибора в пласте неограниченной мощности составляет меньше процента. Попробуем применить эту палетку к заведомо неподходящей модели: сопротивление вмещающих пород в пять раз больше, а сопротивление пласта в пять раз меньше (рис. 3).

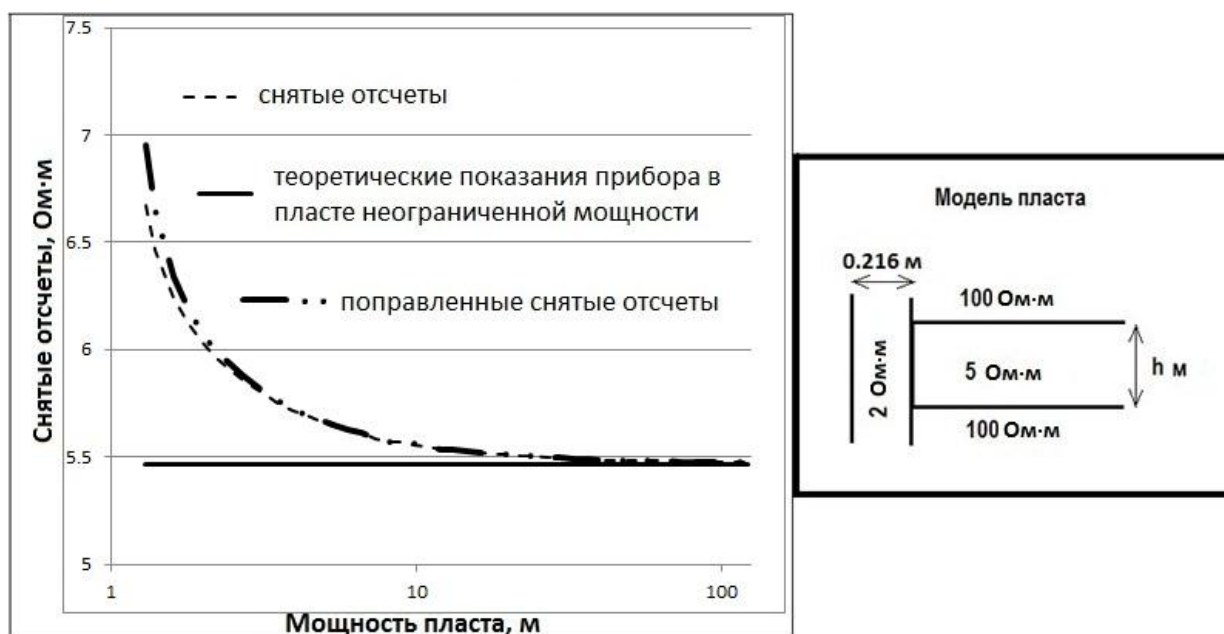


Рис. 3. Результаты снятия отсчетов для метрового зонда

Очевидно, что для такой модели пласта палетка должна выдавать менее качественные результаты, что и видно на рис. 3. Однако поправленные значения

не сильно отличаются от снятых отчетов (отклонение меньше 8%), то есть применение построенного алгоритма ухудшает результат незначительно.

Так как учета одной лишь мощности пласта недостаточно для получения качественных результатов, размерность палетки была увеличена. Новая палетка теперь представляет собой трехмерную таблицу, учитывающая мощность пласта, его сопротивление и кажущееся сопротивление вмещающих пород. Способ расчета кажущегося сопротивления вмещающих пород был взят из [3].

На рис. 4 представлены результаты решения одномерной обратной задачи на основе снятых отчетов, поправленных снятых значений, а также решение с помощью алгоритма, реализованного в системе EMF Pro.

Как видно на рис. 4, реализованный метод дает хорошие результаты: для пластов с мощностью $h > 1,3$ м отклонение результатов, рассчитанных на основе поправленных значений, составляет 0.2 %. Без такой поправки отклонение результатов на основе снятых отчетов становится меньше 10 % только для пластов с мощностью $h > 4,9$ м, а алгоритм, реализованный в системе EMF Pro, дает погрешность меньше 10 % для пластов с $h > 9,9$ м.

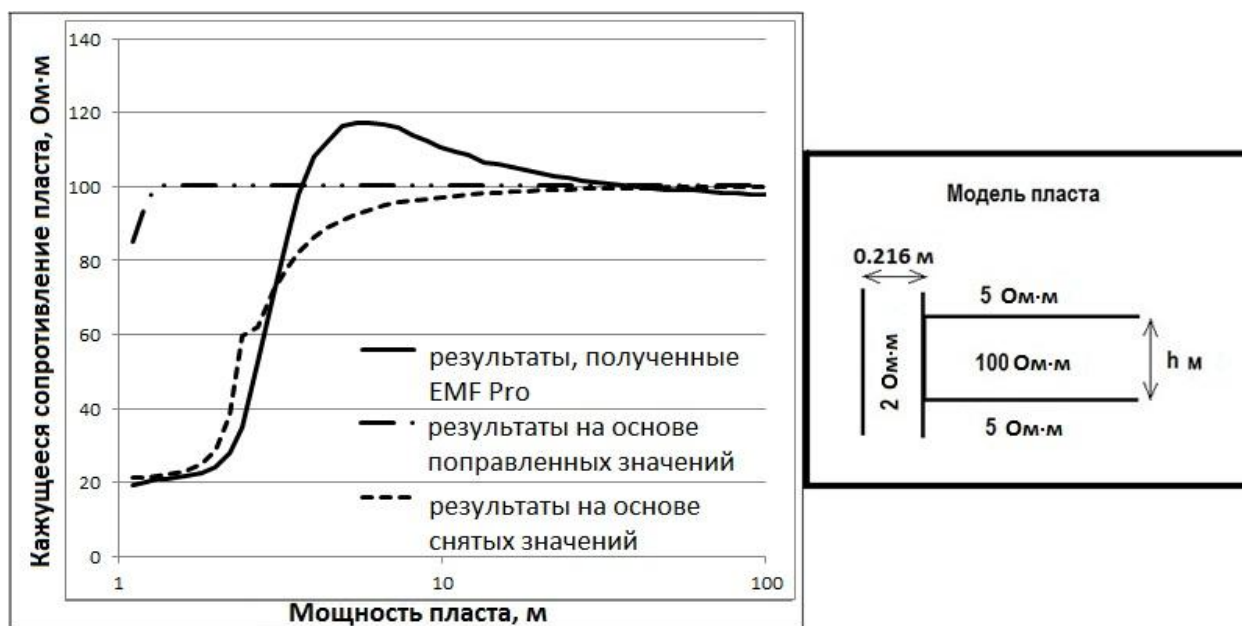


Рис. 4. Кажущееся сопротивление пласта

Реализованный программный метод планируется интегрировать в интерпретационную систему EMF Pro, разработанную в лаборатории электромагнитных полей Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН. Этот программный метод позволит расширить область применения интерпретационной системы EMF Pro в обработке пластов ограниченной мощности, а также уменьшить время обработки данных БКЗ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ингерман, В.Г. Автоматизированная интерпретация результатов геофизических исследований скважин / В.Г.Ингерман. – М.: Недра, 1981. – 224 с.

2. Дашевский Ю.А., Суродина И.В., Эпов М.И. Квазитрехмерное математическое моделирование диаграмм неосесимметричных зондов постоянного тока в анизотропных разрезах // Сибирский журнал индустриальной математики. – Т. 5. – № 3(11), 2002. С. 76-91.

3. Методические указания *по* комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК-Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990, 85 с.

© С.С. Баранова, А.Ю. Соболев, 2012

СЕЙМОТЕРМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПРИ РАБОТЕ ВИБРАТОРА НА БЫСТРОВСКОМ ВИБРОСЕЙСМИЧЕСКОМ ПОЛИГОНЕ

Дмитрий Евгеньевич Аюнов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, 3, ведущий программист, тел. 333-03-99, e-mail: AyunovDE@ipgg.nsc.ru

Михаил Евгеньевич Пермяков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, 3, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. 330-25-91, e-mail: PermyakovME@ipgg.nsc.ru

Вячеслав Иванович Юшин

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр-т ак. Коптюга, 3, доктор технических наук, главный научный сотрудник, тел. 330-39-52, e-mail: YushinVI@ipgg.nsc.ru

Оценка диссипативных характеристик верхней части разреза является важной фундаментальной задачей сейсмологии и сейсморазведки. С целью исследования частичного преобразования упругой энергии в тепловую с сентября 2010 года проводятся температурные наблюдения в ближней зоне действия 40-тонного низкочастотного (8-10 Гц) вибратора, расположенного на полигоне Быстровка вблизи г. Новосибирска. В настоящей работе приведены результаты оценки изменения температурного поля в ходе стандартного цикла работы вибратора, а также результаты мониторинга температурного поля на протяжении четырех месяцев.

Ключевые слова: сеймотермический эффект, диссипация упругой энергии, мониторинг температуры

SEISMOTHERMAL EFFECT DURING VIBRATOR WORKING ON BYSTROVKA VIBROSEIS TESTING AREA

Dmitry E. Ayunov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Novosibirsk, 3, Koptug av., Leading programmer, tel. 333-03-99, e-mail: AyunovDE@ipgg.nsc.ru

Mikhail E. Permyakov

Ph.D., Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Novosibirsk, 3, Koptug av., tel. 330-25-91, e-mail: PermyakovME@ipgg.nsc.ru

Vyacheslav I. Yushin

Doctor of Science, Chief research officer, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 630090, Novosibirsk, 3, Koptug av., tel. 330-39-52, e-mail: YushinVI@ipgg.nsc.ru

Estimating of the dissipative parameters of upper part of the profile is an important fundamental problem of seismology and seismic survey. Near zone temperature observations are being conducted from September, 2010, which are aimed to research the partial transformation into heat of elastic energy, produced by 40-tons low-frequency vibrator situated on Bystrovka testing region, Novosibirsk. In this paper the results of assessment of temperature field change during

standard vibrator run as well as the results of temperature monitoring during 4 months are presented.

Key words: seismothermal effect, dissipation of elastic energy, temperature monitoring.

Преобразование энергии упругих сейсмических волн в тепловую в реальных средах остается сравнительно малоизученным физическим феноменом. Хорошо известный в сейсмике эффект поглощения сейсмических волн согласно закону сохранения энергии должен быть связан, прежде всего, с выделением и рассеянием тепла, однако прямое экспериментальное измерение этого явления часто встречает значительные технические трудности. Так, при использовании сейсмических воздействий сейсморазведочного энергетического уровня в высокооборотных консолидированных средах сеймотермический эффект (СТЭ), характеризующийся нагревом среды, согласно расчетам столь ничтожен, что не поддается прямым температурным измерениям современными средствами. Его измерение возможно либо при весьма мощных сейсмических воздействиях, например, вблизи промышленных взрывов или очагов землетрясений, либо (если говорить о реально достижимых энергиях невзрывных воздействий) в низкооборотных рыхлых средах. Между тем, изучение СТЭ имеет не только фундаментальное значение, но может найти и вполне практическое применение именно в таких средах. Благодаря своей компактности, термодатчики могут быть помещены внутрь среды, что может позволить косвенно контролировать изменения её напряженно-деформированного состояния. Кроме того, при генерации сейсмических волн вибрационными источниками отношение величины тепловых потерь к полезной упругой энергии возбужденных волн в ближней зоне может служить, во-первых, объективным показателем, диссипативных характеристик верхней части разреза и, во-вторых, характеристикой сейсмической эффективности самого источника колебаний.

Исследование СТЭ проводилось и ранее. Так в работе В.В. Велинского и др. сообщается о том, что удалось зафиксировать СТЭ в частотной области 6-12 °С [1] при работе мощного 100-тонного вибратора. Также был выявлен так называемый «эффект усталости», заключающийся в постепенном снижении СТЭ в процессе длительного воздействия вибратора.

Для исследования физики процесса преобразования части упругой энергии в тепловую с сентября 2010 года нами организованы наблюдения температуры (Т) в ближней зоне 40-тонного низкочастотного (8-10 Гц) вибратора ГС СО РАН, расположенного на полигоне Быстровка вблизи г. Новосибирска. Первые результаты этих наблюдений опубликованы в работе [2]. В настоящей статье анализируются новые данные.

Для измерения температуры применялись термисторы КМТ-1, помещенные в грунт под платформой сеймовибратора. Схема расположения датчиков представлена на рис. 1. Запись данных производится автономным измерителем температуры [3], размещенным около вибратора. Разрез вблизи вибратора представлен суглинком, перекрытым 40-сантиметровым почвенным

слоем. Непосредственно под вибраторами, вследствие длительной предшествующей работы, грунт существенно уплотнен.

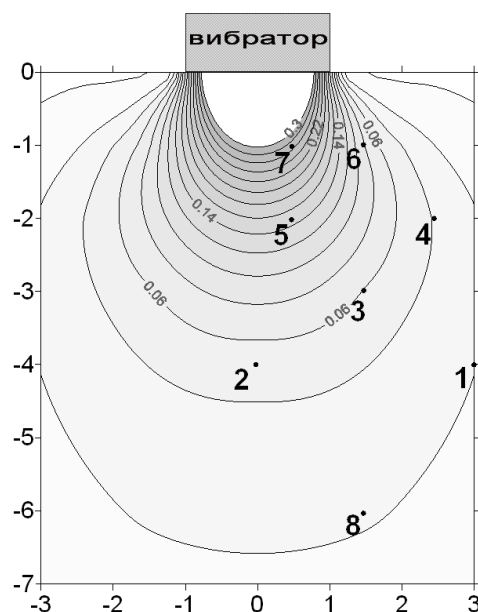


Рис. 1. Изменение температуры под вибратором по окончании часового одного рабочего сеанса и схема расположения температурных датчиков под платформой вибратора в разрезе. Изолинии роста температуры проведены через 0.02°C . Точками обозначены термодатчики. Цифра рядом с точкой – номер датчика. По осям отложено расстояние в метрах

Измеритель включен постоянно и работает в двух режимах. В первом – осуществляется непрерывный мониторинг с 30-минутной периодичностью, в ходе которого фиксируются климатические изменения температуры грунта в слое годовых колебаний. Второй (рабочий) режим используется во время рабочей серии вибратора, включающей часовые сеансы непрерывного воздействия и часовые паузы. В ходе одной серии осуществляется 5 рабочих сеансов. Серии проводятся с периодичностью один раз в неделю. Интервал опроса датчиков в рабочем режиме составляет 20 секунд.

Рассмотрим некоторые результаты исследований. Для иллюстрации СТЭ на рис. 1 показано изменение температурного поля под вибратором после нескольких рабочих сеансов. В левой части разреза поле прогнозировалось, исходя из симметричности обстановки относительно середины плиты вибратора.

По полученному распределению прироста температуры был построен график зависимости прироста температуры с глубиной (рис. 2) и показано, что под центром действующего вибратора уменьшение прироста температуры с глубиной происходит по экспоненциальному закону.

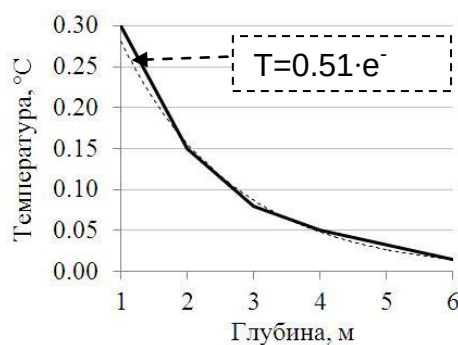


Рис. 2. Относительное изменение температуры (T) с глубиной (H) под центром вибратора после стандартного рабочего сеансы (сплошная линия) и экспоненциальная линия тренда (штрих)

На рис. 3 приведены несколько графиков изменения температуры грунта под платформой вибратора по схеме наблюдений, приведенной на рис. 1, за период с 26.10.2011 года по 21.02.2012 года. На графиках отражены как сезонный дрейф температуры, так и периодические увеличения температуры, связанные с сеансами работы вибратора. За полную серию (5 часовых сеансов с паузами) температура на глубине 1 м (датчик №6) возрастает в ноябре на 1-2 °С. Датчик № 5, расположенный на глубине 2 м, фиксирует суммарный рост температуры за одну серию порядка 1.0 °С. На глубине 4 м (датчик 2) амплитуда этого эффекта составляет примерно 0.2 °С. В последующие дни температурное поле восстанавливается до момента начала следующей серии через неделю. Эффект наиболее заметен в теплое время года, а с наступлением морозов практически нивелируется.

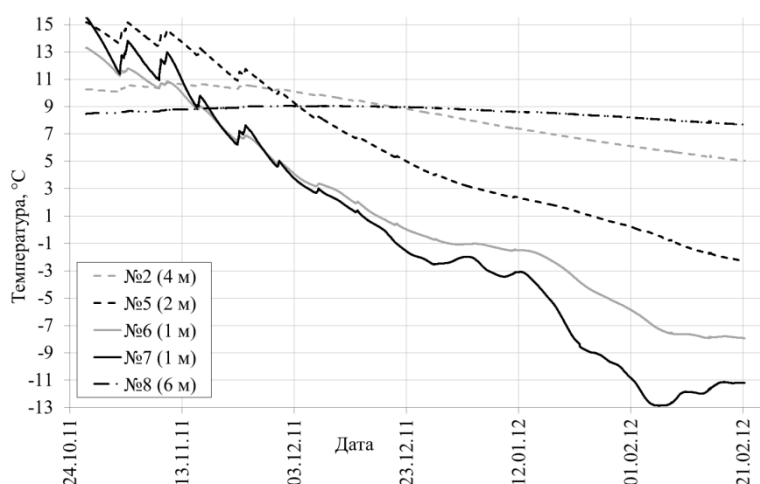


Рис. 3. Изменение температуры под вибратором за период с 26.10.2011 г. по 21.02.2012 г. Номера датчиков и схема их расположения соответствуют указанным на рис. 1. Интервал опроса датчиков — 30 мин.

Более четко сейсмотемпературный эффект можно наблюдать на графиках, записанных непосредственно во время работы вибратора. В качестве примера на рис. 4 представлены записи температуры, сделанные датчиками 4-7 в течение десяти часов 05-06 октября 2011.

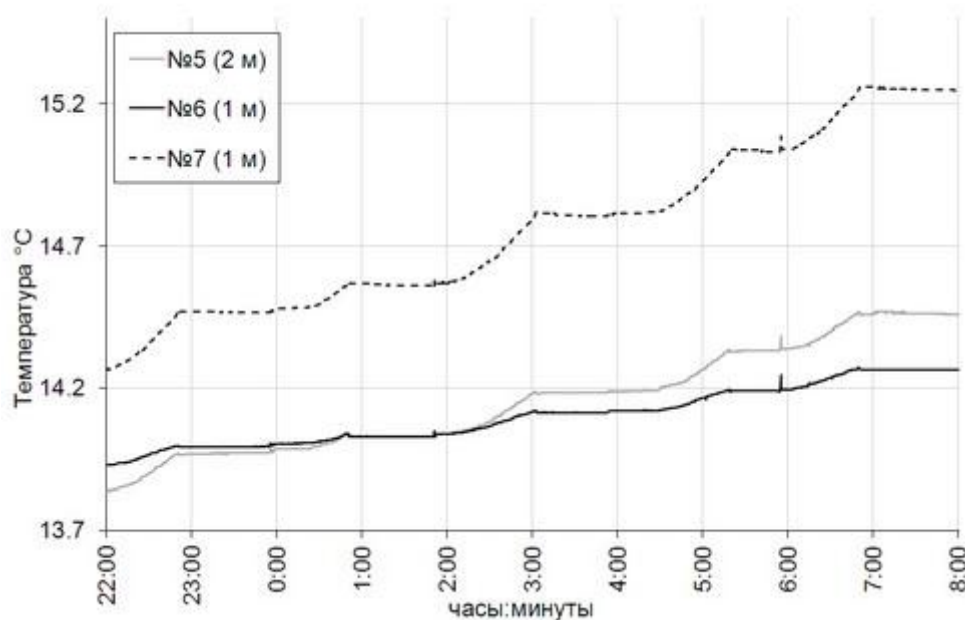


Рис. 4. Запись температуры датчиками 5, 6 и 7 во время работы вибратора (4-5.10.2011). Интервал опроса датчиков – 20 сек.

Во время работы вибратора все датчики фиксируют разное по амплитуде ступенчатое возрастание температуры, связанное с сейсмотермическим эффектом. В периоды воздействия вибратора на грунт датчики регистрируют рост температуры, интенсивность которого определяет местом расположения датчика. Так, рост температуры за часовой сеанс работы вибратора на глубине 1 метр составляет 0,14-0,25 °C, на глубине 2 метра – 0.11-0.15 °C, на 3-х метрах – около 0.02 °C. В периоды пауз температура стабилизируется.

Выделение сейсмотермических аномалий на фоне климатических изменений температуры, варьирующих как по глубине, так и по латерали, требует специальной обработки. На данном этапе основной задачей является определение для каждого датчика естественного (климатического) хода температуры и его вычитания из записанного сигнала.

В заключение отметим, что развернутая в зоне действия вибратора система мониторинга Т позволяет уверенно фиксировать сейсмотермический эффект в грунтах. Интерпретация этих данных позволит в дальнейшем оценить, какая доля упругой энергии, образующейся при работе сейсмического вибратора, преобразуется в тепловую.

Исследования поддержаны Интеграционным проектом СО РАН № 125 (2009-2011 гг.) «Изучение вариаций геотемпературного поля по данным непрерывного мониторинга температуры в скважинах и донных осадках».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Велинский В.В., Геза Н.И., Саввиных В.С., Юшин В.И. О тепловых потерях механической энергии в ближней зоне сейсмического вибратора // Геофизические методы изучения земной коры: Сб. науч. докл. Всероссийской геофиз. конф., посвящен. 90-летию со дня рождения чл.-кор. АН СССР Э.Э. Фотиади, 20-22 января 1997 г., Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998. – 140-146.
2. Юшин В.И., Аюнов Д.Е., Дучков А.Д. Мониторинг изменений температуры под плитой действующего сейсмического вибратора. ГЕО-Сибирь-2011. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 1: сб. матер. VII Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2011», 19-29 апреля 2011 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2011. – С. 32-36.
3. Казанцев С.А., Дучков А.Д. Аппаратура и результаты мониторинга температуры геологических объектов [Текст] / С.А. Казанцев // Тепловое поле земли и методы его изучения. Сборник научных трудов. Отв. Ред. Ю.А. Попов. - М.: РГГРУ, 2008. – С. 102-107.

© Д.Е. Аюнов, М.Е. Пермяков, В.И. Юшин, 2012

ОКАЙМЛЯЮЩАЯ ЗОНА – ПОЗИТИВНЫЕ И НЕГАТИВНЫЕ АСПЕКТЫ

Юрий Николаевич Антонов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, тел. (383) 333-24-30, e-mail: antonovyn@ipgg.nsc.ru

Игорь Владиславович Михайлов

Новосибирский государственный университет, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, магистрант 1-го курса кафедры геофизики Геолого-геофизического факультета; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, инженер 1-й категории, тел. (383) 333-24-30, e-mail: mikhayloviv@ipgg.nsc.ru

Лидия Валерьевна Сметанина

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, г. Новосибирск, проспект академика Коптюга, 3, аспирант, инженер 1-й категории, тел. (383) 333-24-30, e-mail: smetaninalv@ipgg.nsc.ru

В статье рассмотрена локальная область скопления пластовой воды в коллекторах терригенного типа. Она формируется вследствие проникновения фильтрата промывочной жидкости в пористо-проницаемые пласты. Эта область имеет название «окаймляющая зона». Она образуется лишь при одновременном наличии в коллекторе двух подвижных флюидов – нефти (газа) и воды. Наличие окаймляющей зоны является прямым признаком эффективной нефтенасыщенности. Окаймляющая зона может быть обнаружена при зондировании коллектора методом ВИКИЗ. Выявление и учет низкоомных окаймляющих зон необходимы для более достоверной оценки удельного сопротивления пласта-коллектора.

Ключевые слова: окаймляющая зона, подвижные углеводороды, метод ВИКИЗ.

LOW-RESISTIVITY ANNULUS – POSITIVE AND NEGATIVE ASPECTS

Yuriy N. Antonov

A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG), Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, 630090, DSc, Professor, Main Scientist Researcher, tel. (383) 333-24-30, e-mail: antonovyn@ipgg.nsc.ru

Igor V. Mikhaylov

Novosibirsk State University (NSU), 2 Pirogova Str., Novosibirsk, 630090, Department of Geology and Geophysics, Geophysics chair, 1st course graduate student; A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG), Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, 630090, 1st category engineer, tel. (383) 333-24-30, e-mail: mikhayloviv@ipgg.nsc.ru

Lidia V. Smetanina

A. A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG), Acad. Koptug av. 3, Novosibirsk, 630090, postgraduate student, 1st category engineer, tel. (383) 333-24-30, e-mail: smetaninalv@ipgg.nsc.ru

The article deals with a local area in terrigenous reservoirs where oil-field water accumulates. It is formed as a result of a drilling mud filtrate penetration to porous-permeable layers. This area is called “low-resistivity annulus”. It is generated only when two movable fluids (hydrocarbons-water) are simultaneously presented in a reservoir. Presence of low-resistivity annulus is a direct indication of effective oil saturation. Low-resistivity annulus can be revealed by using VIKIZ sounding. Detection and taking account of low-resistance annuluses are required for more reliable reservoir resistivity estimation.

Key words: low-resistivity annulus, movable hydrocarbons, VIKIZ technique.

Введение

Проникновение фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор может быть охарактеризовано с разных сторон. Положительным моментом является существенная связь между фильтрационными свойствами породы и глубиной зоны проникновения. Напротив, отрицательным фактором является искажающее влияние зоны проникновения на оценку истинного удельного сопротивления пласта каротажными устройствами.

Многолетняя практика измерений методом ВИКИЗ показала, что вытеснение пластовых флюидов пресным фильтратом бурового раствора приводит к их достаточно непростому перераспределению в околоскважинном пространстве. Так, “классические” модели “понижающего” и “повышающего” проникновения далеко не всегда адекватно описывают реальную ситуацию.

В действительности, при одновременном наличии в гидрофильном коллекторе двух подвижных флюидов – нефти (газа) и воды – формируется окаймляющая зона на переднем фронте пресного фильтрата бурового раствора [1, 2]. При этом просматривается следующая последовательность распределения удельных электрических сопротивлений в радиальном направлении от скважины к пласту: “высокое” – “низкое” – “высокое”.

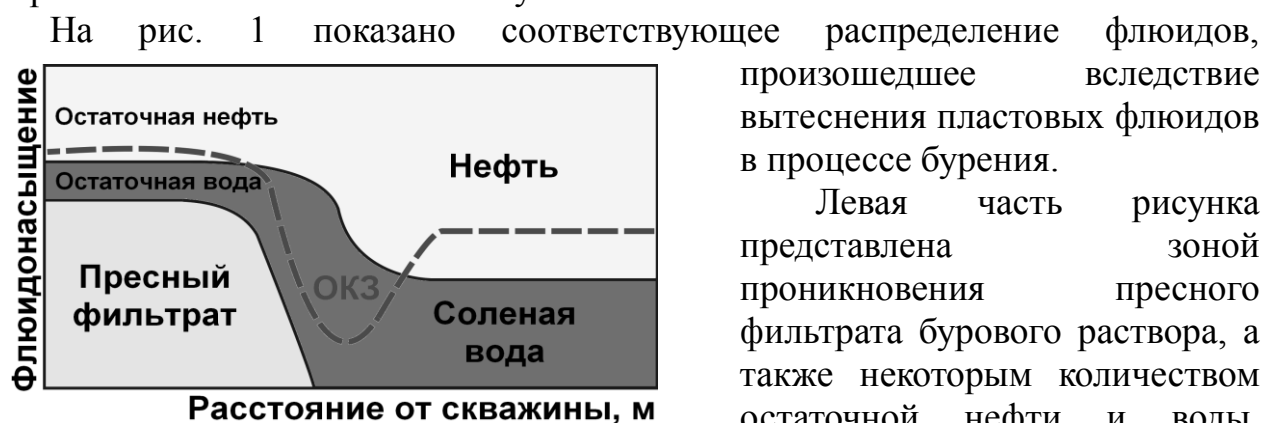


Рис. 1. Распределение флюидов вблизи скважины при наличии окаймляющей зоны

остаточной нефти. Наконец, правая часть рисунка характеризует соотношение пластовых флюидов, неизмененное процессами бурения.

Пунктиром показан график удельных электрических сопротивлений, соответствующий данному сочетанию флюидов. Он последовательно отражает

величины сопротивлений зоны проникновения, окаймляющей зоны и незатронутого коллектора.

Особо отметим, что при наличии лишь одного подвижного флюида в пласте окаймляющая зона не формируется. Так, если в пласте присутствует лишь подвижная нефть (газ), то построенная по результатам каротажа кривая зондирования отражает понижающее проникновение фильтрата. И, напротив, если подвижностью обладает только пластовая вода, на кривой зондирования будет наблюдаться повышающее проникновение фильтрата.

Таким образом, наличие промежуточного минимума кажущихся сопротивлений на кривой зондирования однозначно отражает одновременное наличие в коллекторе подвижных углеводородов и подвижной пластовой воды.

Окаймляющая зона, обладая высокой электропроводимостью, становится ощутимым концентратором сигналов электромагнитных методов каротажа. Вследствие этого, результаты оценки истинного удельного сопротивления пласта искажаются.

Практические диаграммы каротажа и кривые зондирования с проявлением окаймляющей зоны

На рис. 2 приведены разновременные каротажы разреза газоносных и нефтеносных пластов Федоровского месторождения.

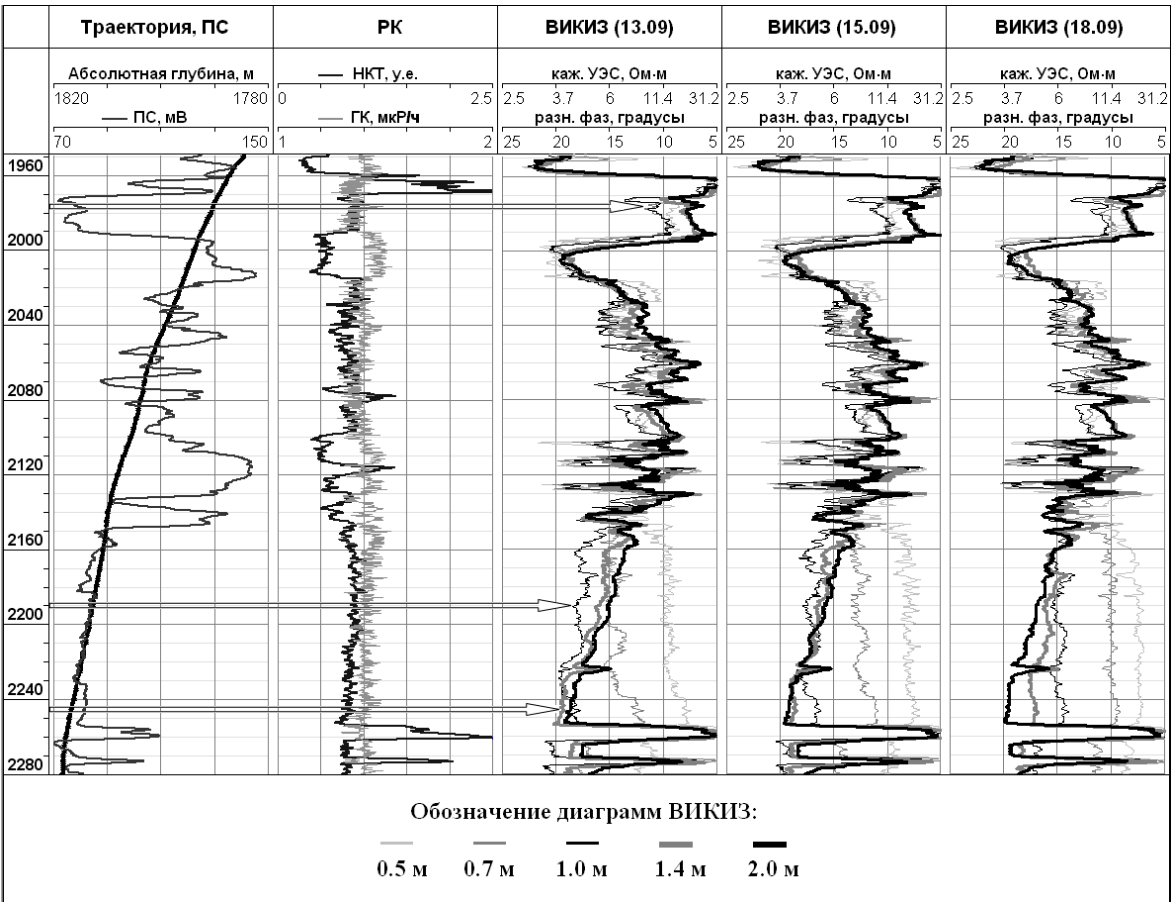


Рис. 2. Разновременные каротажы в наклонно-направленном интервале горизонтальной скважины

Траектория скважины в верхней части приведенного разреза (рис. 2) имеет больший угол наклона к горизонту, чем в его нижней части.

Газоносный пласт представлен в интервале глубин 1 970-1 990 м по траектории скважины. Нефтеносная часть находится соответственно в диапазоне 2 150-2 320 м.

По мере погружения скважины показания по длинным зондам ВИКИЗ (1.4 и 2.0 м) убывают, что отражает увеличение содержания воды и уменьшение количества углеводородов в коллекторе.

Стрелками на рис. 2 показаны места снятия отсчетов для построения кривых зондирования.

На рис. 3 приведены разновременные кривые зондирования газоносной части пласта, полученные на глубинной отметке 1 975 м.

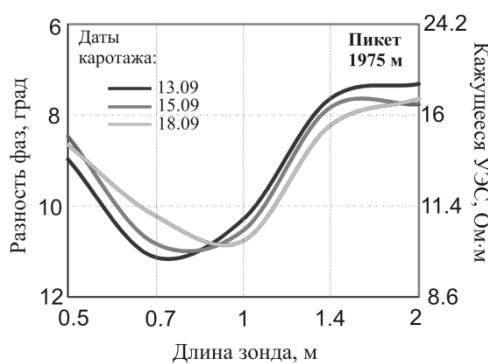


Рис 3. Разновременные кривые зондирования газоносной части разреза с признаками окаймляющей зоны

Как видно, здесь сформировалась ярко выраженная окаймляющая зона, с относительно слабо изменяющимися во времени электрофизическими параметрами. Тем не менее, продвижение фронта окаймляющей зоны вглубь пласта отчетливо прослеживается.

В свою очередь, на рис. 4 представлены кривые зондирования нефтеносной части коллектора, построенные по данным ВИКИЗ на пикетах 2190 м (рис. 4.а) и 2245 м (рис. 4.б).

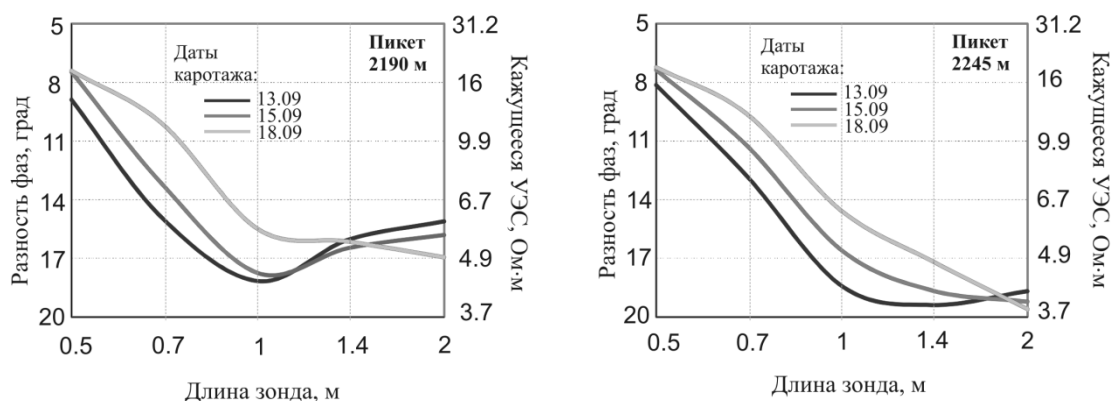


Рис. 4.а, 4.б. Разновременные кривые зондирования нефтеносной части разреза с признаками окаймляющей зоны (пикеты 2190 м и 2245 м соответственно)

На рис. 4.а минимум на кривой зондирования отчетливо выражен при первом каротаже (13.09). С течением времени он перемещается в область исследования более длинных зондов ВИКИЗ, демонстрируя продвижение фронта окаймляющей зоны вглубь пласта. Ко второму измерению (15.09) распределение удельных сопротивлений “высокое” – “низкое” – “высокое” сохраняется. При этом происходит смещение левой и правой частей эпюры зондирования. Так, кажущееся сопротивление зоны проникновения возрастает за счет большей промывки пласта, а кажущееся электрическое сопротивление неизменного пласта, напротив, падает, из-за приближения низкоомной окаймляющей зоны. Последний каротаж (18.09) свидетельствует уже о повышающем проникновении в коллекторе, характерном для водоносных пластов.

Пикет 2 245 м (рис. 4.б) соответствует значительно большему водонасыщению пласта, по сравнению с пикетом 2 190 м (рис. 4.а). Тем не менее, на кривой зондирования, соответствующей первому каротажу (13.09), проявляется минимум, отражающий наличие окаймляющей зоны. То есть, несмотря на “критическое” значение кажущегося сопротивления коллектора, равное 4.5 Ом·м, первое измерение позволяет констатировать присутствие подвижной нефти.

На кривых зондирования, соответствующих последующим каротажам (15.09 и 18.09), наблюдается повышающее проникновение, что не позволяет сделать положительного заключения о присутствии подвижной нефти.

Выводы

1. Окаймляющая зона – достаточный признак наличия подвижной нефти в коллекторе.
2. Более поздние каротажные измерения демонстрируют более глубокое проникновение окаймляющей зоны в пласт.
3. Окаймляющая зона затрудняет оценку истинного удельного сопротивления пласта-коллектора индукционными методами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонов, Ю.Н. Интерпретация диаграмм ВИКИЗ [Текст] / Ю.Н. Антонов // Каротажник. – 1999. – № 64. – С. 6–43.
2. Антонов, Ю.Н. Экспресс-оценка насыщенности переходной зоны коллекторов по данным ВИКИЗ [Текст] / Ю.Н. Антонов, М.И. Эпов, Н.К. Глебочева // Каротажник. – 2001. – № 83. – С. 103–115.

© Ю.Н. Антонов, И.В. Михайлов, Л.В. Сметанина, 2012

ОПТИМАЛЬНЫЙ ПРИБОР ВЫСОКОЧАСТОТНОГО ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА

Мария Николаевна Глущенко

Новосибирский государственный университет, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, студент, e-mail: GluschenkoMN@ipgg.nsc.ru

Андрей Юрьевич Соболев

ИНГГ СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. академика Коптюга 3, кандидат технических наук, научный сотрудник, e-mail: sobolevay@ipgg.nsc.ru

Дмитрий Владимирович Тейтельбаум

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3, инженер, тел. (383) 333-36-11, e-mail: teytelbaumdv@ipgg.nsc.ru

На основе анализа чувствительности синтетических показаний прибора с большим набором длин и частот предложены различные компоновки прибора высокочастотного индукционного каротажа (ВЧ ИК). Предложена схема, которая для заданного круга геофизических задач определяет оптимальный набор зондов, позволяющий достовернее восстанавливать параметры среды. Исследование выполнено в рамках совместного проекта НГУ и компании Интел, на базе ИНГГ СО РАН.

Ключевые слова: анализ чувствительности, оптимальный набор зондов.

OPTIMAL DEVICE OF HIGHT-FRIQUENCY INDUCTION LOGGING

Maruya N. Gluschenko

Novosibirsk State University, 2 Pirogova, Novosibirsk, 630090, student, e-mail: GluschenkoMN@ipgg.nsc.ru

Andrey Y. Sobolev

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, Research Fellow, Candidate of Technical Sciences, e-mail: sobolevay@ipgg.nsc.ru

Dmitry V. Teytelbaum

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, 3 Koptuga, Novosibirsk, 630090, engineer, tel. (383) 333-36-11, e-mail: teytelbaumdv@ipgg.nsc.ru

Based on a sensitivity analysis of high-frequency induction logging (HFIL) device synthetic signals various HFIL devices offered. A scheme which for a given range of geophysical problems determines the optimal set of tools that allows you to restore the authentic environment settings was proposed.

Key words: sensitivity analysis, optimal set of tools.

В настоящее время для проведения электромагнитного каротажа в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах при поиске и разведке на нефть используются каротажные приборы с весьма различными параметрами и компоновками. Оптимальный выбор параметров прибора (набора зондов с оп-

ределенными длинами и частотами) позволяет более точно определить фильтрационно-емкостные характеристики нефтяного пласта, что является очень важным этапом при подсчете нефтяных запасов месторождений. Задачу подбора оптимальных параметров прибора высокочастотного индукционного каротажа (ВЧ ИК) можно решить с помощью многомерного математического моделирования сигналов предполагаемого прибора в зависимости от геоэлектрических параметров модели среды. Такое математическое моделирование требует очень объемных вычислений. Все расчеты проводились с помощью программных и аппаратных средств компании Интел; для проведения параллельных вычислений использован кластер Новосибирского государственного университета (НГУ). Работа выполнена в рамках совместного проекта НГУ и компании Интел, на базе ИНГГ СО РАН.

Задавалась область поиска, перекрывающая диапазон длин и частот зондов, широко применяющихся на производстве и разработанных ведущими компаниями (длины зондов от 0.2 до 3 м, частоты от 0.5 до 30 МГц).

Для подбора оптимальных параметров прибора высокочастотного индукционного каротажа из заданной области длин и частот выбиралась «наилучшая» компоновка зондов, то есть такой набор длин и частот, с помощью которых наиболее достоверно восстанавливаются параметры среды. Вклад зонда в решение обратной задачи зависит от его погрешности и чувствительности к параметрам модели. Правильный выбор модели погрешности помогает достовернее оценить чувствительность зондов к параметрам модели.

Первоначально для оценки чувствительности была выбрана модель погрешности для прибора высокочастотного индукционного каротажного зондирования (ВИКИЗ), которая состоит из двух составляющих – систематической и случайной (1).

$$\frac{0.2+0.03\Delta\varphi}{\Delta\varphi} \cdot 100 \% \quad (1)$$

Для прибора ВИКИЗ эта модель ошибки, полученная экспериментальным путем, адекватно описывает погрешности для сред с не слишком высокой проводимостью (более 0.2 Ом·м [2]), но для нашего прибора с большим набором разных частот она в таком виде не подходит. При такой модели преимущество получают зонды с большей разностью фаз (при равной длине – более высокочастотные), а, следовательно, с маленьким сигналом. Но из общих соображений при падении сигнала на катушке относительные погрешности должны возрастать.

Предложена физически простая модель погрешности. Предположим, что весь шум находится в наведенных токах в приемных катушках. Добавляя помеху фиксированной амплитуды (0.2 % от диапазона измерений), но различной фазы (2), получим набор значений разности фаз. Вычислено отклонение полученных значений разностей фаз от значений разностей фаз, которые получаются без добавления помехи в поле. По этим данным построена огибающая, характеризующая максимальные погрешности в зависимости от проводимости среды.

$$\varphi_i = \arctg \frac{\operatorname{Im} H_i}{\operatorname{Re} H_i} \quad (2)$$

И предложена следующая модель ошибки:

$$1000 \cdot \exp\left(-\frac{\rho \cdot 35 \cdot 10^6}{L^2 \cdot f}\right) + \frac{0.2 + 0.03 \Delta \varphi}{\Delta \varphi} 100, \quad (3)$$

где ρ – УЭС, L – длина зонда, f – частота зонда. Такая модель ошибки позволяет правильнее оценить чувствительность зондов к параметрам модели и существенно влияет на выбор оптимального прибора.

Для исследования чувствительности зондов рассчитывались сигналы прибора из полного набора зондов для заданной модели, после чего один из параметров модели изменяли на 5% и повторяли расчет, и так по каждому параметру. Чувствительность зонда к параметру модели p_k определялась как билогарифмическая производная сигнала по этому параметру:

$$S = \frac{\partial \ln \Delta \varphi}{\partial \ln p_k} = \frac{p_k}{\Delta \varphi} \frac{\partial \Delta \varphi}{\partial p_k} \quad (4)$$

Рассчитывались чувствительности всех зондов прибора к параметрам модели без учета модели погрешности и с учетом модели погрешности (3). Показано, что учет модели ошибки позволяет правильнее оценить чувствительность зондов, особенно в случае чувствительности к параметрам зоны проникновения и сопротивлению пласта.

Чтобы выбрать набор зондов, который был бы оптимален для определения всех параметров среды, рассчитывались целевые функции для различных наборов зондов (5).

$$F = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{f_i^e - f_i^t}{f_i^e \delta_i} \right)^2} \quad (5)$$

Здесь f^t, f^e – синтетические и экспериментальные данные; δ_i – относительная погрешность i -го измерения; n – число измерений. В нашем случае под f^e понимались сигналы для точной модели, а f^t – для модели с возмущенными параметрами.

Для заданной модели M_j с параметрами p_{jk} рассчитывался сигнал $f^e (M_j)$. После чего один из параметров модели изменяли на 5 % и рассчитывали f^t , и получали по каждому параметру.

Лучший набор зондов выбирался из предположений: во-первых, что он обладает достаточной чувствительностью к параметрам заданных моделей, во-вторых, сумма квадратов относительных размеров доверительных интервалов по всем параметрам у него наименьшая.

$$F'_j = \sqrt{\sum_{k=1}^5 \left(\frac{1}{F(M_j, p_{jk})} \right)^2} \quad (6)$$

Таким образом, чтобы выбрать наилучший набор зондов, из всего множества выбирался случайный набор зондов, задавались параметры типичных моделей с повышающим и понижающим проникновением, для каждой модели M_j строилась целевая функция, и выбирались зонды, которые на всем наборе моделей имели максимально узкую зону эквивалентности.

$$F'' = \sqrt{\sum_{j=1}^m (F'_j)^2} \quad (7)$$

На рис. 1 приведены примеры оптимальных наборов зондов для моделей с повышающим ($\rho_{\text{зп}} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{п}} = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) и понижающим проникновением ($\rho_{\text{зп}} = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{п}} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). На рисунках цветом обозначена вероятность включения зонда в оптимальный прибор. Так для определения параметров модели с понижающим проникновением не нужны высокочастотные зонды, а требуются низкочастотные зонды с достаточно большой длиной, зондирующим параметром является длина зонда. А в случае с повышающим проникновением не нужны длинные зонды более 0.5 м, зондирующим параметром является частота. В обоих случаях имеется пик на самой маленькой длине, связанный с тем, что требовалось достоверное определение параметров скважины.

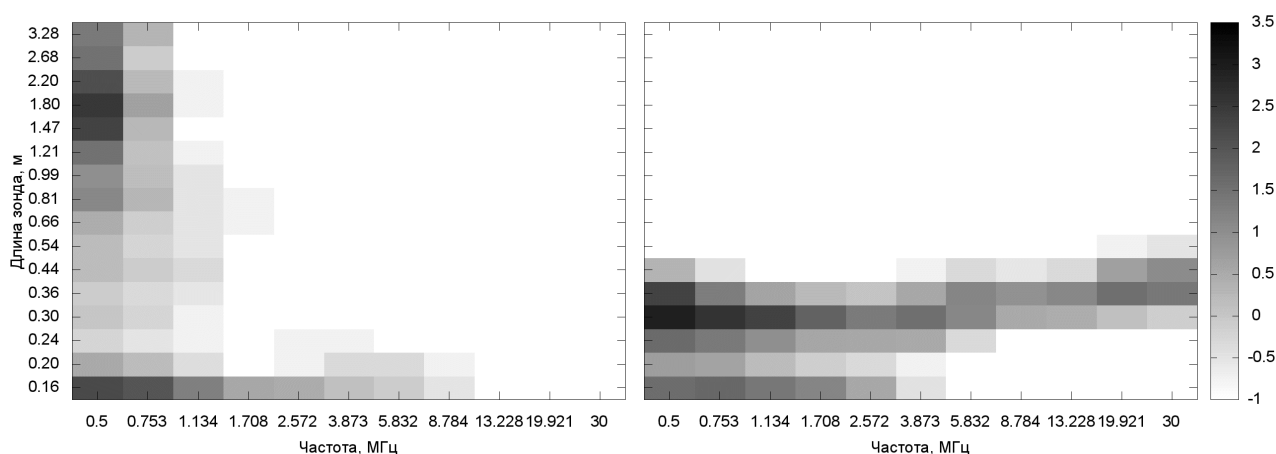


Рис. 1. Пример оптимальных наборов зондов для конкретных моделей (слева – с понижающим проникновением, справа – с повышающим проникновением). Цветом обозначена вероятность включения зонда в оптимальный набор

На рис. 2 - пример набора зондов, оптимальных одновременно для четырех различных моделей среды: с повышающим проникновением, понижающим проникновением, с глубокой зоной проникновения, с малоконтрастным проникновением.

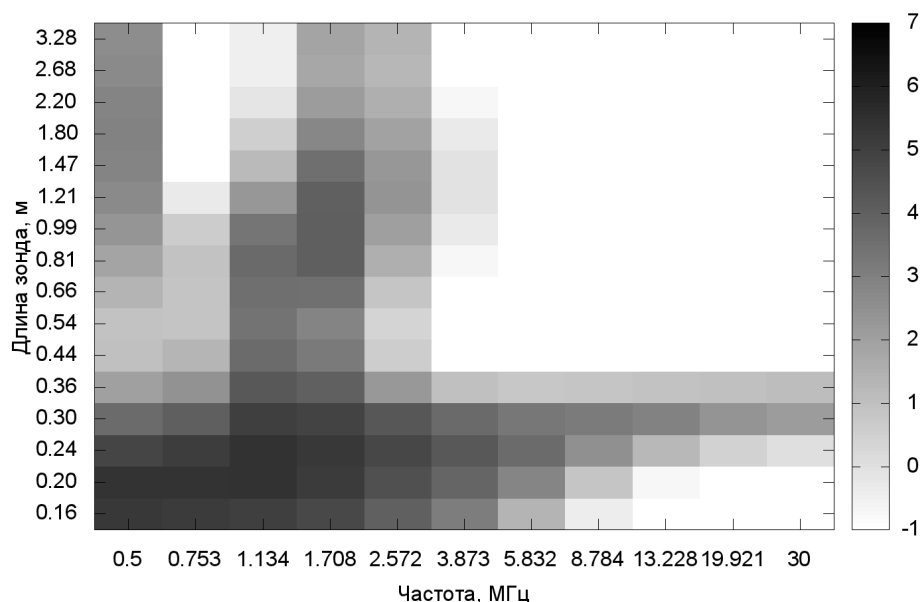


Рис. 2. Оптимальные наборы зондов для четырех типичных моделей среды

Было выделено множество наборов зондов, которые удовлетворяют нашим требованиям (обладает хорошей чувствительностью к параметрам заданной модели и имеет наименьшую сумму квадратов относительных размеров доверительных интервалов по всем параметрам), из которых нельзя выбрать один. Но для каждого конкретного случая среды можно подобрать такой набор зондов, который будет адекватно работать в этой среде, тем самым улучшить решение обратной задачи, исключив те зонды, которые не работают в данном случае.

Заключение

В рамках проекта проведено исследование поведения показаний прибора ВЧ ИК с широким набором длин и частот зондов, для типичных моделей одномерной, двумерной и трехмерной сред (в случае с наклонно направленной скважиной, со смещением зонда со стенки скважины).

Рассчитаны вертикальные и радиальные разрешающие характеристики прибора для типичных моделей среды. Построены области модельной эквивалентности.

На основе анализа чувствительности синтетических показаний прибора предложены различные компоновки прибора ВЧ ИК. Предложена схема, которая для заданного круга геофизических задач определяет оптимальный набор зондов, позволяющий достовернее восстанавливать параметры среды.

В ходе работ было насчитано более 100 различных моделей. Все расчеты проводились с использованием технических и программных средств компании Интел. В результате исследования выяснено, что разрабатываемая 3D программа считает значительно быстрее, чем на начальных этапах. Последовательной программе для расчёта откликов прибора в одной модели среды требовалось 8-11 часов, а текущая реализация позволяет выполнить такие расчёты примерно за 17 минут. Полученные данные правдоподобны и на

тестовых задачах совпадают с эталонной реализацией, однако область применения новой программы значительно расширена в область высоких частот по сравнению с исходной. Показано, что программа пригодна для использования в научных исследованиях, для проведения сложных двумерных и трехмерных расчетов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: Метод. руковод. / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, Ниц ОИГГМ СО РАН, 2000. – 121 с.
2. Эпов М.И. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия / М.Н. Эпов, В.Н. Глинских; Объед. Ин-т геологии, геофизики и минералогии СО РАН; Ин-т геофизики СО РАН. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2005. – 98 с. – ISBN 5-9747-0010-4

© М.Н. Глущенко, А.Ю. Соболев, Д.В. Тейтельбаум, 2012

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ЛИНЕЙНЫХ ИЗЫСКАНИЙ

Анна Игоревна Артемова

ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», 630007, г. Новосибирск, Октябрьская маг., 4, оф. 1207, инженер-геофизик, тел. (383) 344-92-45, e-mail: artemovaanna@ngs.ru

В статье рассмотрено использование комплекса геофизических методов разведки, состоящего из электротомографии, георадиолокационного профилирования и сейсмотомографии. Показаны примеры эффективного применения геофизического комплексирования.

Ключевые слова: электротомография, георадиолокационное профилирование, сейсмотомография.

THE USE OF THE COMPLEX GEOPHYSICAL METHODS FOR LINEAR SURVEYS

Anna I. Artemova

Closed corporation company «Aerogeophysical surveys», 4 Oktyabrskaya mag., off. 1207, Novosibirsk, 630007, engineer- geophysicist, tel. (383) 344-92-45, e-mail: artemovaanna@ngs.ru

The article describes the use of the complex geophysical methods of exploration, consisting of elektrotomografiya, ground-penetrating radar profiling and seismic tomography. The examples are shown the effective application of geophysical complexing.

Key words: elektrotomografiya, ground-penetrating radar profiling, seismic tomography.

Комплексирование геофизических методов является зачастую необходимым для инженерно-геологических изысканий. Комплексная интерпретация различных материалов геофизических методов обеспечивает более надежную разведку сред, в которых необходимо выявить и оценить локальные, слабо-контрастные по геофизическим параметрам, изменения.

Продуманное и рациональное комплексирование геофизических методов, основанных на различных физических параметрах (скорости продольных и поперечных волн, удельные сопротивления, диэлектрическая проницаемость и др.) позволяет более обоснованно расчлнить разрез по типам совокупных геофизических характеристик, близких к определению «инженерно-геологический элемент».

В данной статье рассматривается результат исследований участков на территории Горного Алтая комплексом геофизических методов, включающих: электротомографию, георадиолокационное профилирование (ГРП) и сейсмотомографию.

Метод электротомографии является необходимым для более надежной интерпретации экспериментальных данных при изучении геоэлектрических разрезов, значительно отличающихся от горизонтально-слоистых, в зонах

тектонических нарушений, оползней при крутом падении слоев, характерных для Горного Алтая.

Работы данным методом проводились с 10-канальной многоэлектродной электроразведочной станцией Syscal-Pro Switch 72. Для повышения качества первичного материала применялось комбинирование прямой и встречной трехэлектродной установки Шлюмберже.

Используемый интервал разносов обеспечивает изучение геоэлектрического разреза на глубину около 50 метров. При этом приповерхностные отложения до глубин 1.5-2.5 метра проявляются как один слой осредненного сопротивления из-за минимального интервала разноса 5 метров.

Для исследования особенностей приповерхностных отложений в комплекс геофизических методов был включен георадиолокационный метод. Георадиолокационные измерения проводились с помощью аппаратуры георадар «Око-2» в комплекте с антенным блоком АБ-250 производства ООО «Логис», Москва.

Данные георадарного профилирования позволяют анализировать с относительно высокой точностью особенности строения верхней части разреза. В основе такого анализа лежит типизация радарограмм по характеру и структуре волнового поля отраженных высокочастотных сигналов, а также прослеживание устойчивых и контрастных отражающих границ. Возможность использования георадарных исследований для выделения тектонических нарушений представляется сомнительной из-за небольшой глубины зондирования.

В условиях области изучаемых объектов (Горный Алтай), являющейся тектонически активной и сейсмоопасной, актуально также применение сейсмотомографии, широко используемой при решении задач инженерной геофизики, что обеспечивает надежное обнаружение границ раздела, различающихся по упругим параметрам.

Сейсмотомографические измерения проводились с использованием многоканальной телеметрической сейсмостанции РОСА (ФГУП «СНИИГГиМС»). Качество первичного отредактированного и суммированного материала оценивалось по характеру прослеживания продольной рефрагированной волны, выделяющейся в первых вступлениях. Отношения сигнал/помеха для продольных волн, как правило, составляли не менее 10. На некоторых сейсмограммах были видны и поперечные волны, но они не использовались в последующей обработке. Расчет моделей осуществлялся с использованием программы «Seisimager» (OYO Geometrics), являющейся специализированным пакетом для обработки преломленных волн и сейсмотомографии.

Ниже приведены примеры использования геофизических методов в комплексе. Так по данным георадиолокационного профилирования можно предположить наличие участка проявления островной мерзлоты (рис. 1). По данным электротомографии на этом же участке в верхней части разреза на глубинах от 3 до 10 м установлена линейная зона повышения удельных

сопротивлений на фоне резкого погружения кровли коренных пород (рис. 2). Выше нее под высокоомной зоной находится участок резкого (до 40-50 Ом) снижения значений удельного сопротивления. Кроме мерзлоты возможно наличие высокоомной зоны в верхней части разреза, которая связана с кровлей пород, залегающих на интенсивно выветренных обводненных коренных породах.

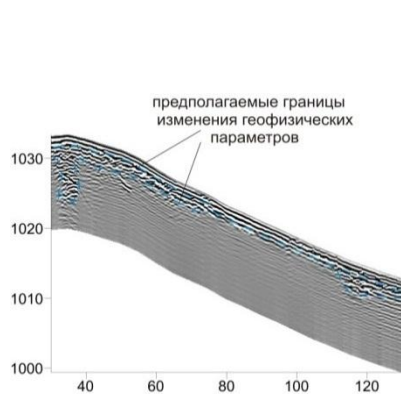


Рис. 1

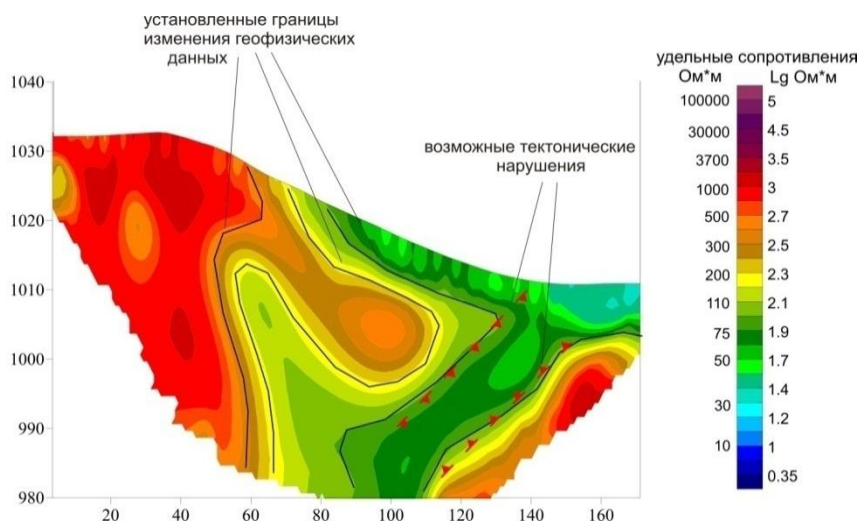


Рис. 2

В следующем примере показан участок проявления возможных оползневых процессов. Данные ГРП подтверждают наличие в верхней части разреза суглинистых грунтов мощностью до 2-3м (рис. 3). Результаты электротомографии показывают, что в пределах этого участка находятся 3 разлома, по которым происходит разгрузка грунтовых вод и увлажнение верхней части разреза (рис. 4).

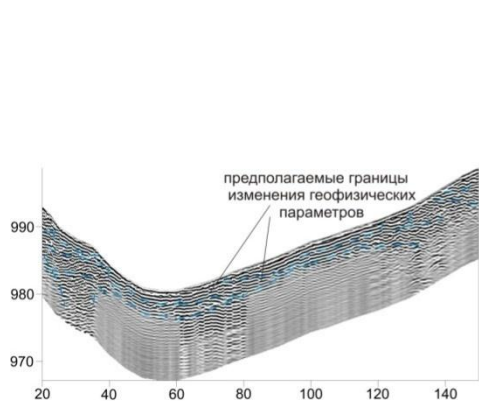


Рис. 3

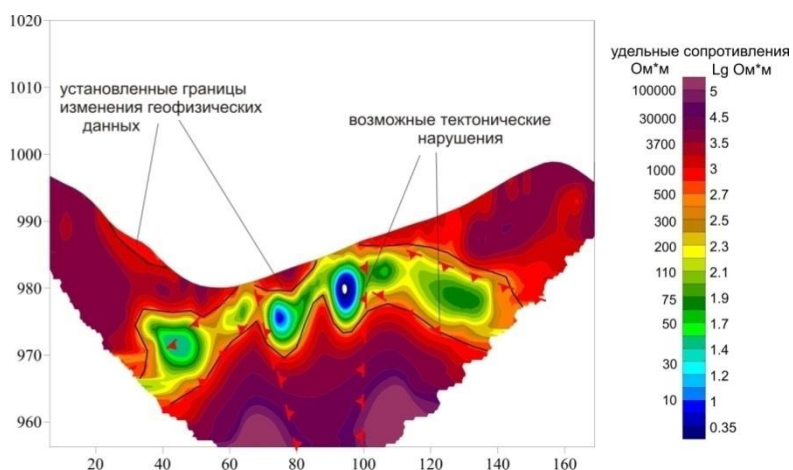


Рис. 4

Результаты сейсмотомографических исследований представлены в виде скоростных разрезов продольных волн. В пределах изученных участков

скоростной разрез можно считать типичным для равнинной и горной местности (рис. 5). Диапазон изменения значений скорости продольных волн составляет от 700 м/с до 2400 м/с. Наиболее низкие скорости (~ 700 м/с) связаны с разуплотненными грунтами верхней части разреза (обломочная зона коры выветривания). Скорости продольных волн 1000-1300 м/с приурочены в скальных грунтах к средней и нижней частям обломочной зоны коры выветривания коренных пород (разборная скала, интенсивно трещиноватые скальные грунты). При скоростях более 1300-1600 м/с можно говорить о трещиноватых, но достаточно монолитных породах (трещинная зона коры выветривания скальных грунтов). При уменьшении степени трещиноватости и раздробленности пород скорости продольных волн возрастают до 2400 м/с. На скоростных разрезах уверенно прослеживаются зоны тектонических нарушений с плавным, а иногда и резким погружением низкоскоростных границ в глубь породного массива. По углу погружения этих границ можно определить направление падения зоны разлома.

Данные георадара на этом же участке позволяют анализировать с высокой точностью особенности строения верхней части разреза. На рис. 6 можно видеть выходы трещиноватых коренных пород на дневную поверхность. На этой радарограмме практически отсутствует верхний слой рыхлых отложений, а в коренных породах трещиноватость выражена слабо.

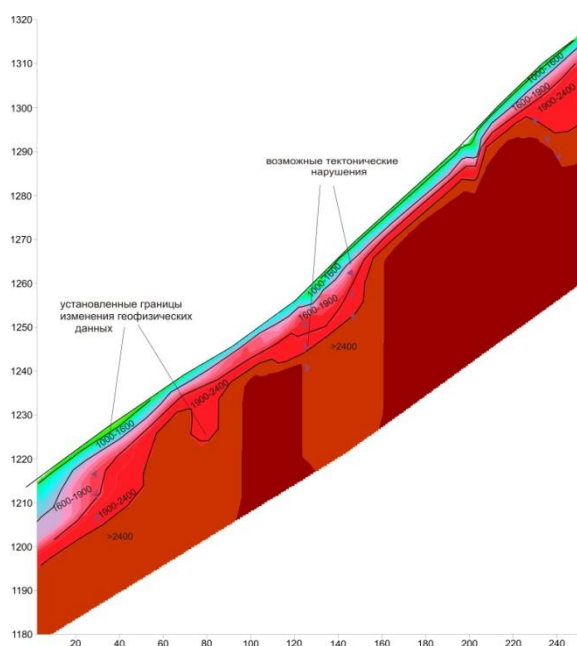


Рис. 5

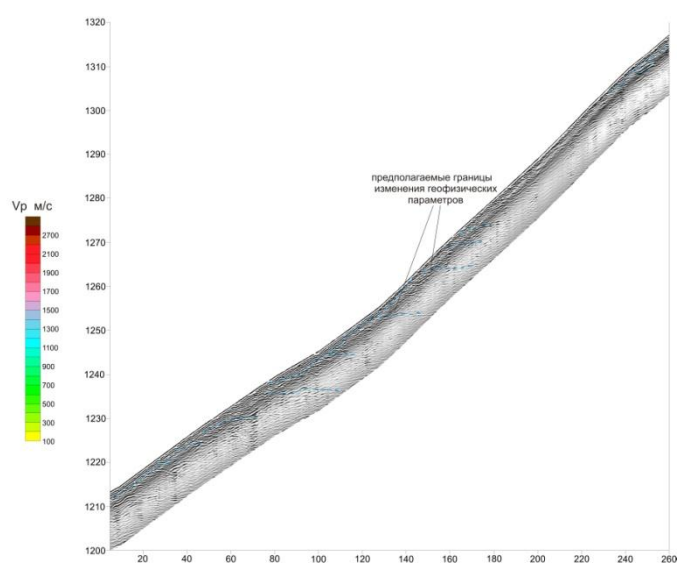


Рис. 6

Полевые и камеральные работы на объекте выполнены в соответствии с техническим заданием и нормативными документами, регламентирующими правила производства отдельных видов геофизических исследований [1-4].

Совместное использование георадиолокации, электроразведки на постоянном токе и малоглубинной сейсморазведки является стандартным

приемом при изучении разрезов со сложным литологическим составом грунтов в верхней части.

При использовании сейсмотомографии и электротомографии с достаточной для практических целей точностью можно определять положение границ в разрезе. Георадиолокационные исследования позволяют детально изучить верхнюю часть разреза и более обоснованно расчленить разрез по типам совокупных геофизических характеристик, близких к определению «инженерно-геологический элемент».

Представленный комплекс методов показал высокую эффективность благодаря хорошему сочетанию методов инженерной геофизики, отличающихся физической основой, последовательностью применения и детальностью исследования. В то же время электромагнитная разведка во временной области в варианте электромагнитного сканирования не менее достоверный и более производительный метод, а в ряде случаев более эффективный способ решения инженерно-геологических задач, особенно в сложных геоэлектрических условиях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований» / Госстрой России. – М.: ПНИИИС Госстроя России, 2004. – 49 с.
2. РСН 64-87. Инженерные изыскания для строительства. Технические требования к производству геофизических работ. Электроразведка.
3. Инструкция по электроразведке. – Л.: Недра, 1986.
4. Инструкция по сейсморазведке. – М.: Недра, 1986.

© А.И. Артемова, 2012

МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОБЛЕМЫ ГЕОМОНИТОРИНГА НЕСТАЦИОНАРНЫХ СОСТОЯНИЙ ПОРОДНОГО МАССИВА

Аркадий Васильевич Леонтьев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, доктор технических наук, главный научный сотрудник, 630091, г. Новосибирск, Красный пр., 54, тел. (383) 217-06-36, e-mail: leon@misd.nsc.ru

Затронута проблема контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) породного массива, склонного к динамическим проявлениям горного давления. Показано, что основная роль в информационном обеспечении задачи прогнозирования НДС должна принадлежать непрерывному наблюдению за физическими процессами в массиве и выявлению их динамических характеристик.

Ключевые слова: породный массив, геомониторинг, горный удар, синергетика.

METHODOLOGICAL ASPECTS OF THE GEOMONITORING OF THE UNSTEADY ROCK MASS STATE

Arcady V. Leontyev

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Dr. Tech. Sci., Senior Research Scientist, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Phone: (383) 217-06-36; e-mail: leon@misd.nsc.ru.

The author considers the problem of the stress-strain state (SSS) control in a rock mass, prone to dynamic rock pressure manifestations. It is substantiated that the continuous observation of the physical processes running in a rock mass and evaluation of their dynamic characteristics are the key factors in the information support of SSS prediction.

Key words: rock mass, geomonitoring, rock pressure, synergetics.

Характерной особенностью технологических процессов в горнодобывающей отрасли является их активное влияние на естественное равновесное состояние природной среды. В истории развития горного дела вплоть до наших дней известны многие случаи катастрофических бедствий, человеческих жертв и серьезного экономического ущерба, связанные с недоучетом или недооценкой таких воздействий.

Достаточно сказать, что при отработке угольных и рудных месторождений Кузбасса зафиксировано около 2 тысяч горных ударов и внезапных выбросов, более пятисот естественных землетрясений энергетического класса 7 и выше и десятки тысяч техногенных землетрясений от промышленных взрывов на угольных шахтах и разрезах. Статистика данных явлений указывает на тенденции их роста. Более того, изменился сам характер динамических явлений в сторону их катастрофичности. Так, проявление горных ударов все чаще приобретает характер горно-тектонических, охватывающих значительные объемы породных массивов по площади и по глубине. Большое количество

горно-тектонических ударов зафиксировано на юге Кузбасса при отработке Таштагольского железорудного месторождения на глубине 600-800 м и на шахте “Усинская” в г. Междуреченске по пласту 3 на глубине 400 м. На территории Кемеровской области отмечены разнонаправленные современные движения земной коры, обнаружены смещения элементов рельефа по разломам.

В чем суть проблемы предсказания возникновения и предотвращения негативных последствий техногенной деятельности?

Как уже отмечалось в ряде проблемных публикаций [1–4], породный массив не является неизменной системой; его механическая энергия постоянно пополняется за счет действия внешних сил, как природного, так и техногенного происхождения. Принимая во внимание бесспорные факты существования в породном массиве разномасштабных полей напряжений и их неаддитивность, дискретность и неоднородность строения массива, с уверенностью можно отнести эту среду к классу сложных (составных) систем. В системах подобного класса помимо устойчивых стационарных состояний имеют место переходные процессы из одного стационарного состояния в другое. В случае массива горных пород переходные процессы зачастую имеют характер аварийных и катастрофических событий.

В синергетике рассматриваются, по крайней мере, два подхода к изучению, прогнозированию и предупреждению аварийных ситуаций [5]. Первый, называемый теорией высокой надежности, исходит из того, что “предельную безопасность можно обеспечить даже в случае предельно опасных технологий, если будут созданы адекватные организационные структуры и должным образом подготовлен персонал”. Второй подход получил название теории нормальных аварий. Ее основной тезис состоит в следующем: “аварии неизбежны и происходят все время, серьезные аварии неизбежны, хотя и происходят не часто, катастрофы неизбежны, хотя и чрезвычайно редки”. Синергетика, как наука, еще не затронула вплотную проблем механики горных пород в части описания и объяснения процессов движения породных массивов. На данном этапе нам важно заимствовать у нее один основополагающий принцип, сформулированный для сложных (составных) систем, к которым мы отнесли породный массив. А именно: источники катастроф в сложных системах не связаны с ошибками операторов или ненадежностью отдельных элементов системы; они лежат в основе сложного поведения реальной среды, включающей множество взаимосвязанных элементов. В этом случае катастрофы и аварии являются свойствами не отдельных частей среды, а свойствами ее, как целостного образования.

В настоящее время получение количественных и качественных характеристик поведения массива, как правило, осуществляется посредством использования: физических моделей, основанных на описании математическими уравнениями развивающихся в массиве физических процессов; аппроксимативных моделей, основанных на анализе выборок, полученных в результате долговременных наблюдений за массивом; экспертных систем, основанных на применении наряду с формальными методами неформальных представлений, знаний и опыта квалифицированного эксперта;

эмпирических моделей - моделей, на основе которых разработаны, например, указания по безопасному ведению горных работ [6, 7].

Однако, с учетом вышеизложенного, естественно предположить, что прогнозирование аварийных и катастрофических событий на основе методов экстраполяции временного ряда, получаемого по регистрациям времени, в которые эти события произошли, является бесперспективным по многим причинам. Главные из них: отсутствие хорошо обусловленной в статистическом отношении модели процесса, без которой не представляется возможным использование корректных методов прогнозирования с гарантированной точностью; отсутствие выборки необходимого объема (в лучших случаях использования прогностических моделей погрешность прогноза обратно пропорциональна объему выборки).

Существенно более полезным, чем сам временной ряд, был бы накопленный банк данных, описывающих предысторию каждого аварийного события, экспериментальные и модельные характеристики напряженно-деформированного состояния (НДС) породной среды и их динамику. Как правило, на основе этих данных с использованием известных вероятностно-статистических методов удастся выявить скрытые закономерности, тенденции и связи для конкретных условий, подобные тем, которые получены для динамики коэффициента вариации временных интервалов между сигналами акустической эмиссии [8].

Данные о предыстории аварийного или катастрофического события имеют большое значение для распознавания опасных ситуаций. Однако на этом пути имеются серьезные ограничения. Эти данные сильно связаны с конкретной геомеханической обстановкой, которая может быть уникальной и не тиражироваться в перспективе. В таком подходе заложено противоречие - чем эффективнее система контроля будет предсказывать, допустим, горные удары, и вырабатывать рекомендации по их предотвращению, тем меньшим объемом "неустаревшей" информации будет располагать система на перспективу. Для получения достоверного прогноза необходимо определить меру различия между текущим состоянием контролируемого участка массива и тем состоянием, при котором в ретроспективе было зарегистрировано негативное проявление горного давления. Трудно ожидать хорошего продвижения в этом направлении, так как определенный выше временной ряд плохо статистически обусловлен.

Следовательно, основная роль в информационном обеспечении задачи прогнозирования НДС должна принадлежать непрерывному наблюдению за физическими процессами в массиве (распространению сейсмических и микросейсмических сигналов, перемещениям участков массива, изменениям напряжений, электрической проводимостью и т. д.) и выявлению их динамических характеристик. Если даже предположить, что возможность получения представительных выборок реализаций случайных геодинамических процессов обеспечена, (например, в [9] утверждается, что число сейсмических явлений на два порядка превышает число собственно горных ударов, а, следовательно, микросейсмических явлений - на несколько порядков), по нашему мнению, прогнозирование на основе непосредственной экстраполяции

данных случайных процессов (без учета их физической сущности) в практическом отношении будет малоэффективным. Здесь уместно сослаться на анализ причин нескольких неудачных прогнозов, приведенный в [10], а также на ограничительные условия применения фундаментальных результатов по экстраполяции стационарных случайных процессов. В этом отношении, например, не достаточно обоснованной представляется методика прогноза горных ударов по влиянию тектонических нарушений с учетом фактора времени, приведенная в [7].

Более продуктивным представляется подход, основанный на разработке адекватных геомеханических моделей поведения массива, параметры которых вычисляются в результате корректной статистической обработки выборок реализаций случайных физических процессов в массиве. При этом статистический анализ самих выборок может привести к корректировке структуры геомеханической модели или даже к изменению ее математической природы. Например, по результатам исследования режима возбужденной сейсмичности на шахтах СУБРа [9] установлено, что события с большой энергией ($10^6 \dots 10^8$ Дж) возникают за пределами области, в которой происходит большое число событий с малой энергией ($< 10^4$ Дж) - эффект сепарации. Или, что эпицентры сейсмического фона сконцентрированы на устойчивых во времени участках – эффект кластеризации. Если подобные эффекты будут подтверждены повсеместно, и будет возможной количественная оценка (посредством геомеханической модели) их влияния на устойчивость массива, то наблюдения, в частности, за допустимыми значениями уровней сепарации и кластеризации, плотностью распределения очагов в массиве и т.д. явятся важным элементом методики прогноза.

Аналогичные выводы в отношении необходимости комбинированного, взаимодополняющего использования физических моделей и результатов экспериментальных наблюдений при прогнозировании удароопасности горных пород содержатся, например, в [11].

Важно обратить внимание в данном подходе на факт, связанный с “настройкой” модели, описывающей физические процессы в массиве по результатам конкретных наблюдений. Это очень существенный принцип (так называемый принцип самоорганизации), использование которого в ряде прикладных смежных областей переводит задачу прогнозирования с уровня теоретической ценности на уровень реального практического применения. Не ставя здесь своей целью описывать детально данный подход применительно к конкретной задаче прогнозирования удароопасности массива, отметим лишь, что на сегодняшний день он обеспечивает получение самых конструктивных результатов в области исследования природных (плохо управляемых и формализуемых) процессов. На базе современных информационных технологий он позволяет согласовать и объединить в себе многие теоретические, натурные и лабораторные исследования в области механики горных пород (например, [11,12]) с условиями конкретного горного предприятия.

Итак, конструктивная позиция в отношении прогноза катастрофических геомеханических событий состоит в том, что к решению этой сложной проблемы (по сложности, в силу существенного воздействия нерегулярных технологических факторов, превосходящей, вероятно, прогноз землетрясений) следует двигаться поэтапно, реализуя последовательно: качественный сбор геофизической информации, статистический анализ данных, адаптацию и самоорганизацию геомеханических моделей процедуры контроля состояния массива, и, наконец, развивающуюся интегрированную экспертную систему диагностики и прогноза НДС.

В практическом смысле реализация подобного подхода приводит к необходимости создания систем геомеханического мониторинга (СГМ). Стратегия разработки СГМ должна заключаться в создании технической системы, способной с необходимой достаточностью непрерывно “обучаться жить” в квазиреальном времени по законам управляемого геомеханического пространства.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Садовский М.А. Писаренко В.Ф. Родионов В.Н. От сейсмологии к геомеханике. О модели геофизической среды // М.: Вестник АН СССР, 1983. – № 1.
2. Родионов В.Н., Сизов И.А., Цветков В.М. Основы геомеханики. – М.: Недра, 1986.
3. Садовский М.А., Болховитинов Л.Г., Писаренко В.Ф. Деформирование среды и сейсмический процесс. – М.: Наука, 1987.
4. Садовский М.А. О моделях геофизической среды и сейсмический процесс // Прогноз землетрясений. – Душанбе-Москва: Дониш, 1983-1984. – № 4.
5. Новое в синергетике. Загадки мира неравновесных структур // М.: Наука, 1986.
6. Методические указания по региональному прогнозу горных ударов электрометрическим методом. – Новокузнецк: ВостНИГРИ, НПО «Сибруда», 1989.
7. Указания по безопасному ведению горных работ на месторождениях Горной Шории, склонных к горным ударам. ВостНИГРИ, НПО «Сибруда», 1991.
8. Куксенко В.С., Инжеваткин И.Е., Манжиков Б.Ц. и др. Физические и методические основы прогнозирования горных ударов // ФТПРПИ. – № 1. – 1992.
9. Пономарев И.С., Турунтаев С.В., Воинов А.К. и др. Исследование режима возбужденной сейсмичности на шахтах СУБР’а // ФТПРПИ. – №.4. – 1992.
10. Тутубалин В.Н. Теория вероятностей и случайных процессов. – М.: Изд-во МГУ, 1992.
11. Мансуров В.А. Удароопасность горных пород // Прогноз землетрясений. – Душанбе-Москва: Дониш, 1983. – № 3.
12. Борулев А.Д., Круцан В.С., Макеев В.К. и др. Кинетическая модель динамического деформирования и разрушения горных пород // ФТПРПИ. – 1992. - № 3, 4.

© А.В. Леонтьев, 2012

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ГРАНИЦЫ РАЗДЕЛА И МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЧАСТЕЙ БЛОКА ПОРОД

Валерий Егорович Миренков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории механики горных пород, тел. (383) 217-06-93, e-mail: mirenkov@misd.nsc.ru

Предложен метод решения обратных задач для кусочно-однородных блоков пород с использованием натурных замеров смещений на доступной части его периметра. Это стало возможным благодаря полученной системе сингулярных интегральных уравнений, связывающих значения нормальных и касательных напряжений и смещений на границе области. Проблема сводится к итерационной процедуре.

Ключевые слова: подход Колосова-Мусхелишвили, граничные условия, регуляризация, интегральные уравнения, обратная задача.

IDENTIFICATION OF INTERFACE AND MECHANICAL PROPERTIES OF ROCK-BLOCK SECTIONS

Valery E. Mirenkov

N. A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny Prospekt, Novosibirsk, 630091, Russia, Principal Research Scientist, Rock Mechanics Laboratory, Dr. Tech. Sci., Prof., Phone (383) 217-06-93, e-mail: mirenkov@misd.nsc.ru

The scientist sets forth the process to solve the reverse problems on piecewise-homogeneous rock blocks by using in-situ displacement measurements, made at readily accessible perimeter sections. The system of singular integral equations, derived to relate normal and shear stresses and displacements at the boundary, made it feasible to solve the study problem. The problem is reduced to the iteration procedure.

Key words: Kolosov-Muskhelishvili approach, boundary conditions, regularizing, integral equations, reverse problem.

Рассматривается обратная задача по определению геометрии контакта частей, составляющих кусочно-однородный блок пород и механические характеристик их. Решение таких задач, относящихся к некорректным, предполагает экспериментально-аналитический подход, т. е. переопределенные граничные условия. Для классических обратных задач переопределенные граничные условия необходимо иметь по всей границе рассматриваемой области. В данной работе переопределенные условия достаточно иметь только на части границы. Это особенно важно, если кусочно-однородный блок моделирует, например, целик, доступ к контакту которого с вмещающими породами затруднен.

Таким образом, использование экспериментальных данных, определенных с погрешностью, дискретизация сплошной среды при любом численном счете

вносит погрешность в обратный оператор; априорные предположения на характер деформирования конструкции (абсолютно твердое тело, идеальное проскальзывание, скачок смещений, нарушение конформности в конечном числе точек и т.п.) вносят погрешность в граничные условия при формулировке задачи и расширяют класс обратных задач. Все такие обратные задачи некорректны, т.е. их решения могут не существовать, быть неединственными или неустойчивыми (малым изменениям наблюдаемых данных могут соответствовать большие изменения искомым), но для всех их общее требование – необходимость преодоления некорректности через регуляризацию [1, 2] или же через получение точных уравнений, связывающих граничные значения компонент напряжений и смещений, описывающих процесс деформирования в рамках выбранной модели, исключающих регуляризацию. Мы понимаем регуляризацию как попытку исправить “сознательно” допущенные неточности в виду всевозможных априорных предположений о поведении конструкций, несовместные с условиями, допускаемыми моделью среды.

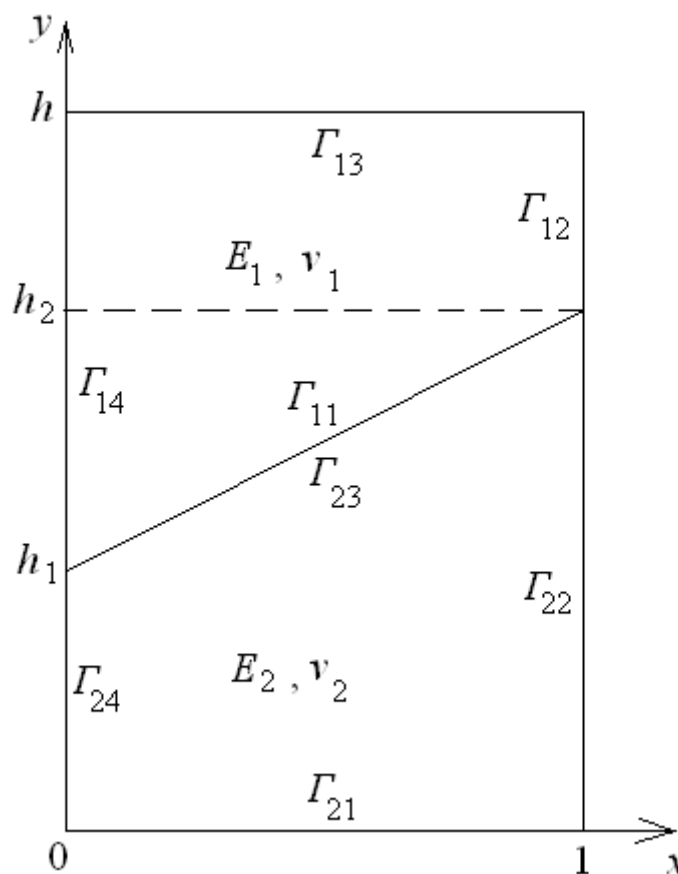


Рис. 1. Расчетная схема составного блока пород

Рассматривается составной блок пород, расчетная схема которого приведена на рис. 1. Величины, имеющие размерность длины, отнесены к ширине блока пород, а размерность напряжений – к характерной величине напряжений на Γ_{13} (Γ_{21}). На боковых гранях $\Gamma_{12} + \Gamma_{22}$ и $\Gamma_{14} + \Gamma_{24}$, доступных

для наблюдения, граничные условия сформулируем в виде значений нормальных и касательных напряжений

$$\sigma_x(y) = 0, \tau(y) = 0 \text{ на } 0 \leq y \leq h. \quad (1)$$

Дополнительно к (1) будем предполагать известными из эксперимента на $\Gamma_{12} + \Gamma_{22}$ и $\Gamma_{14} + \Gamma_{24}$ нормальные и касательные компоненты смещений

$$u = u_0(y), \quad v = v_0(y) \quad (2)$$

т.е. переопределенные граничные условия (1), (2) на боковых гранях блока пород и неизвестные на Γ_{21} и Γ_{13} .

Граничные условия первой и второй основных задач теории упругости имеют, соответственно, вид [3]

$$\varphi(t) + t\overline{\varphi'(t)} + \overline{\psi(t)} = f(t), \quad (3)$$

$$k\varphi(t) - t\overline{\varphi'(t)} - \overline{\psi(t)} = 2\mu(u + iv),$$

где $\varphi(t)$, $\psi(t)$ - граничные значения комплексных потенциалов Колосова-Мусхелишвили;

$$f(t) = f_1(t) + if_2(t) = i \int_0^t (X_n + iY_n) ds, \quad (4)$$

X_n, Y_n ; u, v - компоненты напряжений и смещений в направлении осей x и y ; $k = 3 - 4\nu$, $\mu = E[2(1 + \nu)]^{-1}$, ν - коэффициент Пуассона, E - модуль Юнга; i - мнимая единица; черточка над функцией обозначает комплексно сопряженное значение; t - точка границы рассматриваемой области.

Сложив уравнения (3), получим

$$(k + 1)\varphi(t) = f(t) + 2\mu(u + iv) \quad (5)$$

Подставляя (5) в любое из уравнений (3), получим граничные значения функции $\psi(t)$. Не будем выписывать эти граничные значения, так как они получены впервые в [4], и где приводятся системы сингулярных интегральных уравнений, связывающих граничные значения компонент напряжений и смещений. В силу некоторой громоздкости, опустим эти сингулярные уравнения, а ссылаться в дальнейшем будем на первооснову их (3).

Учитывая условия (1), (2), систему (3), разрешенную относительно функций напряжений (4), выпишем для торцов блока пород в виде

$$\begin{aligned} 2k_1 f_{111}(x) &= -2\mu_1(k_1 - 1)u_{11}(x) + \frac{2\mu_1}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_1 + 1)u_{11}}{s - x} ds + F_1, \\ 2k_1 f_{113}(x) &= -2\mu_1(k_1 - 1)v_{11}(x) - \frac{2\mu_1}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_1 + 1)u_{11}}{s - x} ds + F_2, \\ 2k_2 f_{211}(x) &= -2\mu_2(k_2 - 1)u_{21}(x) + \frac{2\mu_2}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_2 + 1)u_{21}}{s - x} ds + F_3, \\ 2k_2 f_{212}(x) &= -2\mu_2(k_2 - 1)v_{21}(x) - \frac{2\mu_2}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_2 + 1)u_{21}}{s - x} ds + F_4. \end{aligned} \quad (6)$$

Здесь в $f_{\alpha\beta\gamma}$ индекс α обозначает отношение к части составного блока, индекс β определяет участок границы рассматриваемой части блока, γ

соответствует представлению (4). Ради сокращения записи в (5) приведены только главные части уравнений, и в F_1 , F_2 , F_3 и F_4 не входят функции, стоящие в левых частях, т. е. (6) можно рассматривать как решения.

Таким образом, приведенная точная система уравнений позволяет выписать решение для компонент смещений в квадратурах и аналогично для компонент напряжений, что дает возможность исключить процесс регуляризации и предложить метод сведения проблемы к процедуре последовательных приближений, сходящийся к точному решению для геометрии границы раздела свойств и упругих констант.

На прямолинейной границе раздела свойств, составляющих блок пород частей, предполагаются условия сцепления, которые легко заменить на другие, если это следует из поведения смещений (2). Для всех контактных участков блока пород выписаны уравнения, определяющие нормальные и касательные компоненты смещений и действительные и мнимые части (4), что позволяет получить решения прямых задач, задав первое приближение, которое сравнивается с дополнительной информацией (2). Для каждой из частных обратных задач последовательно переопределенные условия в смещениях позволяют определить второе приближение на всех контактах. Действительно, значения дополнительных смещений на боковых гранях составного блока сразу дают следующую информацию: в какой части модуль Юнга больше, как примерно проходит линия раздела упругих свойств этих частей; представляется возможным сформулировать в первом приближении граничные условия на торцах. Вариация значений модулей Юнга (считаем, что коэффициент Пуассона $\nu_1 = \nu_2 = 0.2$) из прямых задач позволяет получить первое приближение, которое используется для определения границы раздела свойств и вычисления (6). Последние позволяют рассматривать прямые задачи для блока пород и определить второе приближение $u_{02}(x)$ и $v_{02}(x)$ на торцах. На этом заканчивается первый цикл приближения. Число циклов определяется наперед заданной точностью вычисления. В процессе реализации определяются упругие характеристики кусочно-однородного блока пород и положение границы раздела составляющих его частей. Если сводить граничные задачи теории упругости к системе сингулярных интегральных уравнений, то полученные в результате упрощений обратные проблемы сводятся к уравнениям типа Фредгольма первого рода. Классическим примером задачи, поставленной некорректно, является пример Адамара [5]. В механике сплошных сред таким примеров строить нет необходимости, вся теория разрушения опирается на такой некорректный фундамент, т.е. скачок смещений – корневая особенность (бесконечность) в напряжениях.

Таким образом, полученная система сингулярных интегральных уравнений позволяет не только единообразно и одновременно рассматривать прямые, но и обратные задачи; ослабить требования на переопределенность; определить степень некорректности при их формулировке, когда “используются” предположения типа “пусть будет”, “положим” и т.п., требующие в ряде случаев

регуляризации. Решение задачи некорректно поставленной в теории упругости не имеет практической ценности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Колмогоров А.Н. Теория информации и теория алгоритмов. – М.: Наука, 1987. – 303 с.
2. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 386 с.
3. Мусхелишвили Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. – М.: Наука, 1967. – 708 с.
4. Курленя М.В., Миренков В.Е., Шутов В.А. Основы математического моделирования разрушения // Изд-во СО РАН, 1998. – 168 с.
5. Соболев С.Л. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1966. – 443 с.

© В.Е. Миренков, 2012

РАЗРАБОТКА ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫХ КУМУЛЯТИВНЫХ ЗАРЯДОВ ДЛЯ ДРОБЛЕНИЯ НЕГАБАРИТНЫХ КУСКОВ ГОРНЫХ ПОРОД НА ОСНОВЕ ЭФФЕКТА ГИПЕРКУМУЛЯЦИИ

Владилен Федорович Минин

Доктор технических наук, профессор, лауреат Государственной премии СССР, e-mail: vladilen.minin@mail.ru <http://profminin.host.sk>

Игорь Владиленович Минин

630092, Новосибирск, пр. Маркса, 20. Новосибирский государственный технический университет, доктор технических наук, профессор кафедры защиты информации, тел. 8383-346-08-53, e-mail: prof.minin@gmail.com

Олег Владиленович Минин

630092, Новосибирск, пр. Маркса, 20. Новосибирский государственный технический университет, доктор технических наук, профессор кафедры защиты информации, тел. 8383-346-08-53, e-mail: prof.minin@gmail.com

Разработаны высокоэффективные средства и способы дробления негабарита на карьерах на основе эффекта гиперкумуляции.

Ключевые слова: кумулятивный заряд, горная порода, скорость детонации, взрывчатое вещество, гиперкумуляция.

DEVELOPMENT OF HIGH-EFFECTIVE SHAPED CHARGES FOR BREAKING OVERSIZE IN THE QUARRIES BASED ON HYPERCUMULATIVE EFFECT

Vladilen F. Minin

Professor, e-mail: vladilen.minin@mail.ru

Igor V. Minin

Novosibirsk State Technical University, professor of information protection department, e-mail: prof.minin@gmail.com

Oleg V. Minin

Novosibirsk State Technical University, professor of information protection department, e-mail: prof.minin@gmail.com

Developed highly effective means and ways of breaking oversize in the quarries based on hypercumulative effect.

Key words: shaped charge, rock, detonation velocity, explosive, hypercumulation.

Несмотря на развитие техники и технологии открытых горных работ наиболее приемлемым способом дробления негабарита считается взрывной, с использованием кумулятивных зарядов [1-2]. Достоинством удлиненных зарядов является возможность выбора требуемой длины заряда при его неизменном поперечном сечении.

Выбор материалов для изготовления кумулятивных зарядов осуществлялся с учетом их доступности и дешевизны. В экспериментах в качестве ВВ использовался порошкообразный аммонит 6ЖВ-200 (патронированный) ГОСТ21984-76. В качестве материала облицовки использовалась малоуглеродистая сталь марки Ст20. Облицовки изготавливались из листовой стали требуемой толщины путем гибки.

Известно, что для перфорации нефте- и газодобывающих скважин, разрушения негабаритов широко применяются кумулятивные перфораторы. Оценку промышленного значения пластов, выделенных по материалам геофизических исследований и геологическим данным, также выполняют путем их опробования с применением кумулятивных зарядов. Практические возможности данных перфораторов в плане увеличения диаметра перфорационного отверстия и глубины перфорационного отверстия уже исчерпаны. Для разработки инновационных кумулятивных перфораторов повышенной эффективности необходимо исследование новых принципов построения таких зарядов. Гиперкумулятивный режим формирования высокоскоростных кумулятивных струй позволяет, в отличие от многих известных методов формирования кумулятивных струй, осуществить беспестовое формирование высокоскоростной струи с максимальной скоростью на 20-30% выше и с массой в 3-4 раза большей [3-6].

Экспериментальные исследования по разработке лабораторных макетов проводились в два этапа. На первом этапе исследовалось воздействие макетов на преграду из мягкой стали. Фиксировались размеры и глубина кратеров, что позволяет сравнивать энергетические и другие характеристики зарядов. На втором этапе работ исследовалось воздействие зарядов на бетонные блоки, имитирующие горную породу. Конфигурация зарядов соответствовала условиям гиперкумулятивного формирования кумулятивной струи [4].

Корпус заряда изготавливался из картона и наклеивался на облицовку. С торцов заряды закрывались крышками. Инициирование зарядов осуществлялось детонирующим шнуром ДША, который через отверстие в крышке вводился в заряд на глубину 50 мм.

В таблице 1 приведены результаты испытаний насыпных зарядов из аммонита по преграде из мягкой стали. Диаметр зарядов составлял 60 мм.

Таблица 1

№	Толщина облицовки, мм	Высота заряда, мм	Расстояние до преграды, мм	Вид поражения	примечания
1	0,5	150	150	Рассеянные кратеры глубиной до 5 мм	Вмятины
2	1,0	100	200	Рассеянные кратеры 2-5 мм	вмятины
3	2,0	100	200	Рассеянные кратеры 1-3 мм	вмятины

Исследование воздействия насыпных зарядов показало, что характер поражения преграды в этих экспериментах указывает на преимущественное образование осколков.

На таблице 2 представлены результаты испытаний зарядов по преграде из мягкой стали с ВВ типа тротил. Диаметр зарядов составлял 60 мм. Инициирование зарядов осуществлялось через промежуточную шашку-детонатор, размещенную на торце заряда.

Таблица 2

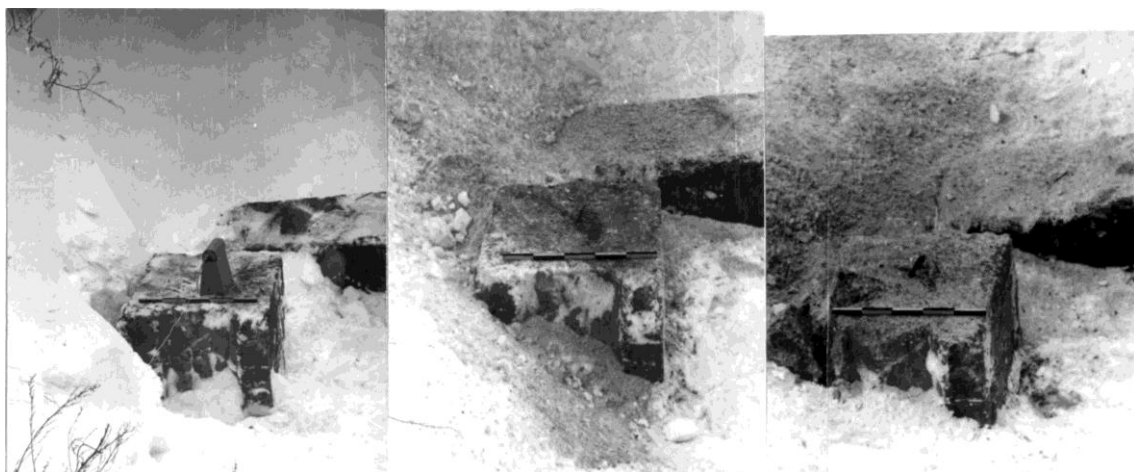
№	Толщина облицовки, мм	Высота заряда, мм	Расстояние до преграды, мм	Вид поражения
1	1,0	150	150	кратеры глубиной 22 мм шириной 20мм
2	1,5	150	150	
3	2,0	150	150	кратеры глубиной 30 мм шириной 20-25 мм кратеры 30 мм шириной 15-20 мм

Натурные испытания разработанных зарядов проводились по мишени из бетона. Негабаритные куски горной породы имитировались бетонными блоками, имевшими сечение 0.6x0.6 м, при этом следует учесть более высокие прочностные свойства бетона по сравнению с имитируемой горной породой.

Для испытаний использовались кумулятивные заряды из насыпного аммонита. Заряды располагались над поверхностью блоков на высоте 150 мм. Инициирование осуществлялось электродетонаторами. Детонация в заряды из аммонита передавалась через детонирующий шнур ДША, введенный в заряд через отверстие в торцевой крышке на глубину 50 мм, инициирование зарядов из тротила осуществлялось промежуточными шашками – детонаторами из прессованного гексогена, размещаемыми также на торце зарядов. Регистрация разрушения производилась фотографированием блоков до и после подрыва.

На рис. 1 представлены результаты испытаний одиночных зарядов: а - блок с установленным зарядом до подрыва, б - блок после подрыва этого заряда. Разрушение блока - кратер глубиной 3 см в середине блока, на рис. 1в представлено разрушение того же блока после подрыва аналогичного заряда, размещенного ближе к краю.

На рис 2 представлены результаты разрушения другого бетонного блока кластерными зарядами. Учитывая удлиненную форму блока, использовался одновременный подрыв двух зарядов (кластер). Заряды размещались, как показано на рис. 2а. При подрыве зарядов произошло разрушение блока, представленное на рис.2б и 2в (крупный план).



а

б

в

Рис. 1. Результаты испытаний одиночных зарядов



а



б



в

Рис. 2. Результаты испытаний кластерным зарядом

Экспериментальные результаты показывают:

1. Кластерный заряд является более чем на порядок более энергоэффективными по созданию отверстия и разрушению негабаритов, чем унитарный кумулятивный заряд.
2. Скважины, созданные в бетоне и геологических материалов с помощью кластерных зарядов, не зависят от прочности и пористости преграды.
3. Применение кумулятивных зарядов на основе эффекта гиперкумуляции позволяет увеличить скорость и массу струи и, тем самым, добиться более эффективного разрушения негабаритов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Murphy, M.J. et al. Effect Of Multiple And Delayed Jet Impact And Penetration On Concrete Target Borehole Diameter. / /19th International Symposium On Ballistics, Interlaken, Switzerland, - May 2001.
2. Baum, D.W. et al. Simultaneous Multiple-Jet Impacts in Concrete – Experiments and Advanced Computational Simulations. //18th International Symposium on Ballistics, San Antonio, TX, - Nov. 1999.
3. Минин, В.Ф. Критерий струеобразования в осесимметричных кумулятивных зарядах [Текст]. // В.Ф.Минин, И.В.Минин, О.В.Минин. "Известия высших учебных заведений. Поволжский регион". Технические науки. 2006. - №6 (27). - С. 380-389.
4. Минин В.Ф., Минин И.В., Минин О.В. Патент РФ 2412338, опубл. 20.02.2011, приоритет от 07.12.2009, МПК E21B43/117, F42B1/02. Способ и устройство (варианты) формирования высокоскоростных кумулятивных струй для перфорации скважин с глубокими незапестованными каналами и с большим диаметром.
5. Минин, В.Ф. Физика гиперкумуляции и комбинированных кумулятивных зарядов. Часть 1 [Текст]. // В.Ф.Минин, И.В.Минин, О.В.Минин. "Нефтегазовые технологии" (Oil & Gas Technology). 2011. - №12. - С. 37-44.
6. Минин, В.Ф. Физика гиперкумуляции и комбинированных кумулятивных зарядов. Часть 2 [Текст]. // В.Ф.Минин, И.В.Минин, О.В.Минин. "Нефтегазовые технологии" (Oil & Gas Technology). 2012. - №1. - С. 16-32.

© В.Ф. Минин, И.В. Минин, О.В. Минин, 2012

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА УРОВНЯ ТЕХНОГЕННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ГОРНЫХ РАБОТ

Нелли Александровна Мирошниченко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383)217-09-30, e-mail: mna@misd.nsc.ru

Евгения Викторовна Васильева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, младший научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383)217-09-30, e-mail: evg@misd.nsc.ru

Предложена методика, позволяющая на основе статистического анализа данных о техногенной сейсмичности и модельной информации об эволюции геомеханических полей при отработке месторождений установить пространственно-временные количественные соотношения между параметрами напряженно-деформированного состояния и числом и энергией динамических событий и выполнять их прогнозную оценку при планировании горных работ. Методика апробирована для условий Таштагольского железорудного месторождения.

Ключевые слова: напряженно-деформированное состояние, техногенная сейсмичность, корреляционный анализ, объемная геомеханическая модель.

QUANTITATIVE ESTIMATE OF THE INDUCED SEISMICITY AT MINING PLANNING STAGE

Nelli A. Miroshnichenko

Federal State-Funded Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091 Russia, Researcher Mining Informatics Laboratory, tel: (383) 217-09-30, e-mail: mna@misd.nsc.ru

Evgenia V. Vasileva

Federal State-Funded Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091 Russia, Junior Researcher Mining Informatics Laboratory, tel: (383) 217-09-30, e-mail: evg@misd.nsc.ru

The authors propose a procedure to find space-time quantitative relations between stress-strain state of a rock mass and the number and energy of seismic events based on statistical analysis of data on the induced seismicity and models of evolution of geomechanical fields in rocks during mining, as well as to make a prognostic estimate of the induced seismic events at the stage of mining planning. The procedure has been tested in the Tashtagol Iron-Ore Mine.

Key words: stress-strain state, induced seismicity, correlation analysis, 3D geomechanical model.

В статье предложена методика, позволяющая проводить детальный анализ геомеханической обстановки, складывающейся на отработываемых месторождениях твердых полезных ископаемых, с учетом изменения конфигурации выработанного пространства, а также получать количественные оценки параметров техногенной сейсмичности при планировании горных работ.

Анализ проведен для условий Таштагольского железорудного месторождения, которое разрабатывает сближенные рудные тела линзообразной формы почти вертикального падения. Мощность рудной зоны изменяется от 4 до 100 м, длина по простиранию – до 600 м. В настоящее время глубина очистных и горно-капитальных работ достигла 890 м (горизонт –350 м).

С использованием объемной геомеханической модели и планов горных работ рассчитаны поля напряжений в окрестности месторождения по состоянию на 1978, 1989, 1999 и 2009 гг. Промежуточные значения компонентов тензора напряжений получены линейной интерполяцией с шагом в один год. Особенности построения модели подробно описаны в [1]. Размеры исследуемой области: 2800×2400×1000 м по соответствующим осям декартовой системы координат X, Y, Z.

В качестве примера на рис. 1 показаны изолинии максимального касательного напряжения $\tau_{\max}$ на горизонте –140 м в различные годы эксплуатации, в т. ч. на рис. 1в – ожидаемое к 2015 году распределение $\tau_{\max}$, рассчитанное на основе плана развития горных работ. Отмечен факт миграции максимальных значений поля напряжений вместе с фронтом работ, что согласуется с данными о сейсмической активности и местоположении очагов динамических событий.

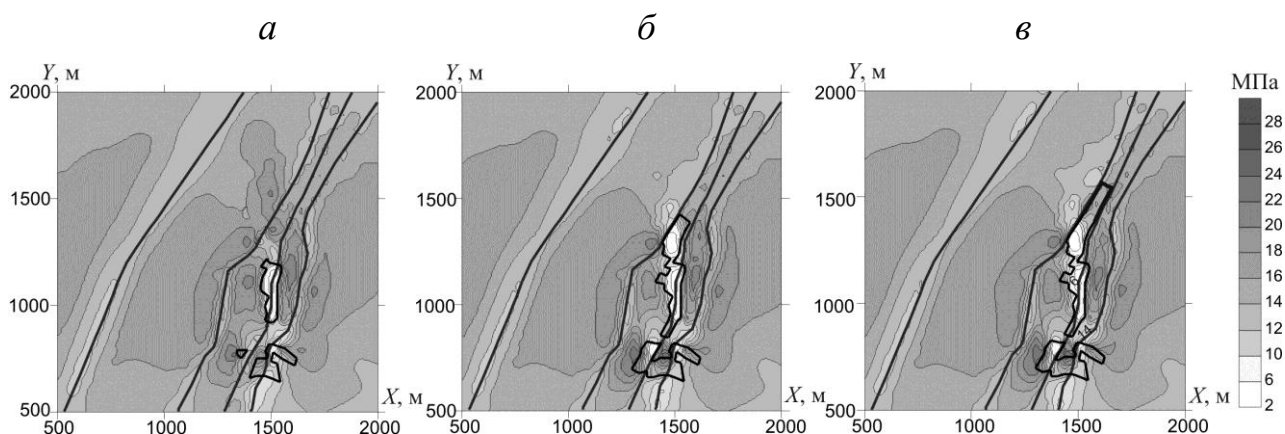


Рис. 1. Распределение $\tau_{\max}$ на гор. –140 м на разных этапах отработки:

а) 1989 г.; б) 2009 г.; в) 2015 г. (прогноз). Замкнутым контуром показано выработанное пространство, линиями – тектонические нарушения

Объемная геомеханическая модель позволила получить не только количественную оценку полей напряжений, но и установить связь между изменением напряженно-деформированного состояния и параметрами техногенной сейсмичности (числом, местоположением очагов динамических

событий и их суммарной энергией), которая сопровождает любой процесс добычи полезных ископаемых.

Для проведения пространственно-временного анализа модельная область была разбита на блоки $400 \times 400 \times 70$ м по соответствующим осям координат. Схема разбиения расчетной области, нумерация блоков, а также факторы, учитываемые при разбиении, приведены в [2].

В качестве числовой характеристики поля напряжений блока B_i на момент t_k рассматривалось среднее значение максимального касательного напряжения τ_i ; $t_k = 1989, 1990, \dots, 2009$ ($k = 1 \dots 21$). Значение $t_1 = 1989$ соответствует началу систематического формирования базы данных сейсмических событий рудника.

Все динамические события из сейсмического каталога были разделены на группы по энергетическому классу K : слабые ($K \leq 3$); умеренные и сильные ($K > 3$). В каждом блоке B_i подсчитано число N событий по каждой группе $N_i(t_k) = N(B_i, t_k)$. Далее для всех пар блоков (B_i, B_j) вычислены выборочные коэффициенты корреляции ξ_{ij}^N [2], устанавливающие связь между полем напряжений и техногенной сейсмичностью.

В табл. 1 приведен пример расчета корреляционной зависимости между $\tau_i(t_k)$ и $N_j(t_k)$ в блоках B_{18} (расположен в зоне ведения горных работ) и B_{24} (прилегающее к отрабатываемому массиву пространство) с учетом разбиения блоков по горизонтам. Значимые коэффициенты корреляции ($|\xi_{ij}^N| \geq 0.49$) выделены тоном.

Таблица 1. Пример детального корреляционного анализа

№ блока горизонт	Зона отработки		Номера блоков в окрестности B_{18}									
	25	18	10	11	12	17	19	24	26	31	32	33
0	-0.06	0.26	-0.07	0.22	-0.16	0.38	-0.16	0.17	0.13	0.48	0.47	-0.07
-70	0.15	0.43	-0.06	0.12	-0.07	-0.03	0.17	-0.24	0.02	0.14	-0.10	–
-140	-0.57	0.31	-0.42	-0.08	-0.34	-0.55	0.36	-0.55	-0.18	-0.33	-0.39	-0.23
-210	-0.69	-0.30	-0.58	-0.56	-0.34	-0.65	-0.07	-0.78	-0.60	-0.43	-0.53	-0.29
-280	-0.61	-0.54	-0.28	-0.59	-0.38	-0.81	-0.57	-0.59	-0.63	-0.45	-0.41	-0.12
-350	0.22	0.21	0.14	0.27	0.25	-0.15	0.30	0.11	0.34	-0.16	0.23	0.07
-420*	0.29	0.37	0.26	0.38	0.33	0.16	0.41	0.20	0.42	–	0.19	0.42
-490*	0.12	0.05	–	–	0.11	0.11	0.36	–	0.33	0.36	–	0.15

№ блока горизонт	Зона отработки		Номера блоков в окрестности B_{24}									
	25	18	10	11	12	17	19	24	26	31	32	33
0	-0.13	0.25	0.01	0.17	-0.19	0.35	-0.21	0.10	0.19	0.39	0.46	0.01
-70	0.14	-0.28	-0.01	0.21	0.05	0.46	-0.17	0.58	0.19	0.43	0.25	–
-140	0.54	-0.33	0.43	0.03	0.34	0.54	-0.38	0.53	0.17	0.30	0.40	0.21
-210	0.67	0.31	0.53	0.51	0.31	0.69	0.06	0.70	0.52	0.37	0.50	0.31
-280	0.58	0.55	0.31	0.55	0.32	0.79	0.55	0.49	0.61	0.40	0.40	0.14
-350	0.56	0.59	0.43	0.59	0.41	0.64	0.65	0.45	0.65	-0.22	0.47	0.42
-420*	0.34	0.48	0.46	0.50	0.43	0.20	0.44	0.19	0.57	–	0.33	0.60
-490*	0.11	0.05	0.02	–	0.12	0.09	0.34	–	0.33	0.34	–	0.15

* – неразрезанные горизонты

Результаты обобщенного анализа показаны на схемах распределения коэффициентов корреляции в проекции на горизонтальную плоскость (рис. 2). Здесь в качестве примера рассматриваются значения коэффициентов корреляции ξ_{18j}^N и ξ_{24j}^N ($j=1, 2, \dots, 42$) отдельно по слабым (рис. 2а, б), средним и сильным событиям (рис. 2в, г). Тоном выделены участки со значимой корреляционной связью; темно-серым – отрицательные значения, светло-серым – положительные.

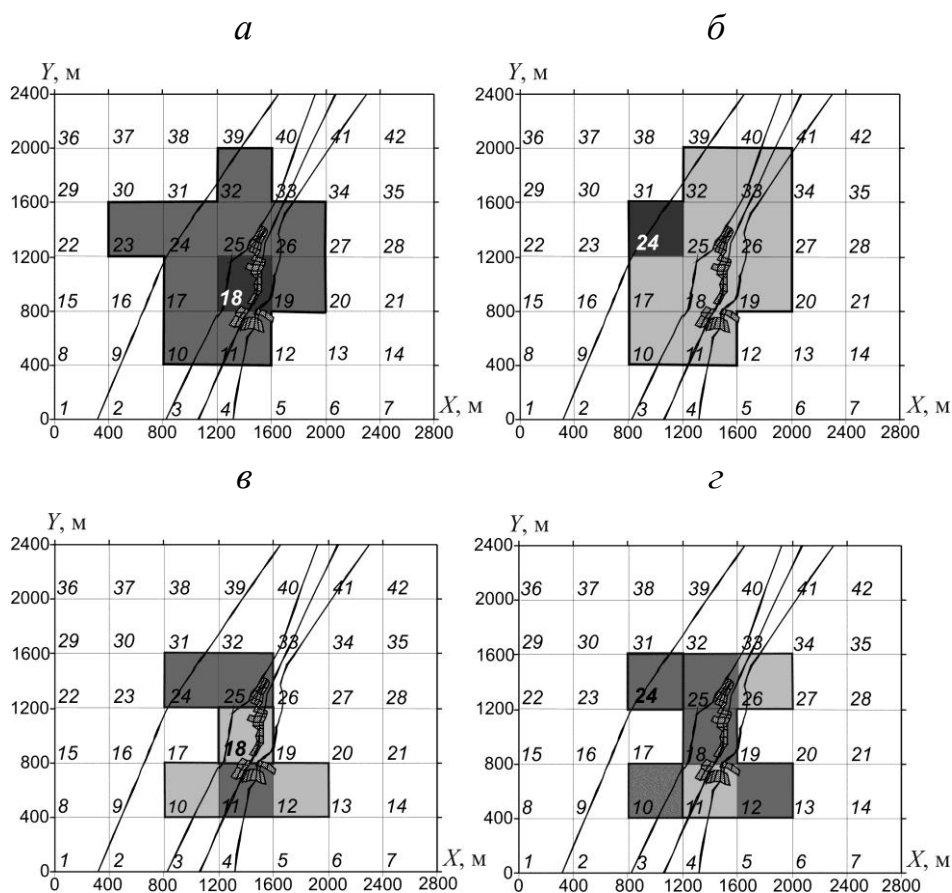


Рис. 2. Распределение коэффициентов корреляции ξ_{ij}^N

Наиболее достоверными можно считать результаты, полученные для событий класса $K \leq 3$, т.к. на их долю приходится до 90% от общего числа динамических событий, регистрируемых на Таштагольском месторождении. Для второй группы событий выборка оказывается нерепрезентативной, поскольку ежегодно в каждом блоке B_i происходит не более 3–5 событий класса $K \geq 4$.

Найденная значимая корреляционная связь может использоваться для прогнозных расчетов сейсмического режима на руднике. Приведем пример прогноза для блока B_{25} , в котором предстоит отработка породного массива по плану развития горных работ до 2015 г. Используем рассчитанные с помощью геомеханической модели месторождения поля напряжений и интегральную характеристику $\tau_i(2015)$ в каждом блоке исследуемой области. По данным табл. 1 для горизонта –210 м связь $B_{18} - B_{25}$ характеризуется отрицательным

коэффициентом корреляции $\xi_{18\ 25}^N = -0.69$ и свидетельствует о том, что снижение напряжений в B_{18} приводит к увеличению числа сейсмособытий в B_{25} . Связь $B_{24}-B_{25}$ является значимой положительной: $\xi_{18\ 25}^N = 0.67$, т. е. увеличение напряжений в B_{24} также ведет к увеличению числа событий в B_{25} . Используем уравнение линейной регрессии:

$$[N_i(t_m)]_{\text{от блока } B_j} = \xi_{ij}^N \frac{\sigma_i^N}{\sigma_j^T} (\tau_j(t_m) - \bar{\tau}_j) + \bar{N}_i,$$

$$\sigma_j^T = \sqrt{\sum_k (\tau_j(t_k) - \bar{\tau}_j)^2},$$

$$\bar{\tau}_j = \frac{1}{21} \sum_{k=1}^{21} \tau_j(t_k), \quad \bar{N}_i = \frac{1}{21} \sum_{k=1}^{21} N_i(t_k)$$

для различных пар блоков и по ним определяем ожидаемое число событий класса $K \leq 3$.

На рис. 3 представлена диаграмма рассеивания, построенная по данным об интегральной характеристике поля напряжений τ_{18} за период 1989 – 2009 гг. в блоке B_{18} на гор. –210 м и количестве сейсмических событий N_{25} в блоке B_{25} за тот же период на том же горизонте, и график линейной регрессии N_{25} на τ_{18} .

Полученные зависимости можно использовать для количественной оценки числа возможных динамических событий на различных горизонтах при реализации плана горных работ (табл. 2).

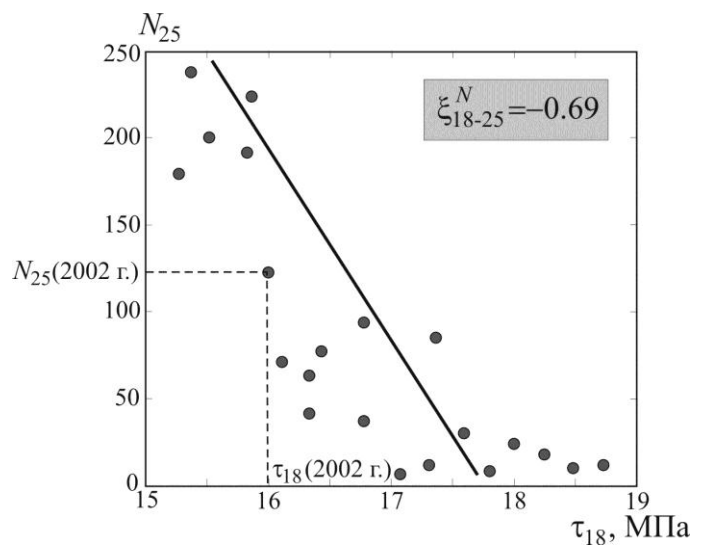


Рис. 3. График линейной регрессии $[N_{25}(\tau)_{18}]$ для событий класса $K \leq 3$ (горизонт –210 м)

Таблица 2. Число сейсмособытий на 2015 год (прогноз)

Число событий в Блоке 25 (гор. –210 м)	Число событий в Блоке 25 (гор. –280 м)
через связь: $B_{18}-B_{25} (\xi_{18\ 25}^N = -0.69)$ $N_{25}(2015)=350$	через связь: $B_{18}-B_{25} (\xi_{18\ 25}^N = -0.61)$ $N_{25}(2015)=275$
$B_{24}-B_{25} (\xi_{24\ 25}^N = 0.67)$ $N_{25}(2015)=365$	$B_{24}-B_{25} (\xi_{24\ 25}^N = 0.58)$ $N_{25}(2015)=250$

Как видим, разница в прогнозных оценках числа динамических событий на выбранных горизонтах составляет не более 10%.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дементьев А.Д., Назаров Л.А., Назарова Л.А. Деформирование и разрушение природных объектов. Новосибирск: Новосиб. гос. аграр. ун-т, 2001.
2. Назаров Л.А., Назарова Л.А., Ярославцев А.Ф., Мирошниченко Н.А., Васильева Е.В. Эволюция полей напряжений и техногенная сейсмичность при отработке месторождений полезных ископаемых // ФТПРПИ. – 2011. – № 6. – С.6-13.

© Н.А. Мирошниченко, Е.В. Васильева, 2012

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ ПРОДОЛЬНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Андрей Владимирович Патутин

Институт горного дела СО РАН, 630060, ул. Зеленая Горка, 3, аспирант, (383)3359642, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Сергей Владимирович Сердюков

Институт горного дела СО РАН, 630060, ул. Зеленая Горка, 3, доктор технических наук, заведующий лабораторией, (383)335-96-42, e-mail: ss3032@yandex.ru

Алексей Алексеевич Зиновьев

Новосибирский государственный университет, 630090, ул. Пирогова, 2, магистрант, (913)477-00-08, e-mail: alexeyazinovyev@hotmail.com

Проведены численные исследования гидроразрыва системы параллельных скважин с помощью разработанного программного обеспечения. Для сложного напряженного состояния массива показано влияние давления гидроразрыва на устойчивость развития трещин в заданном направлении, а также, оценено максимальное расстояние между скважинами, при котором возникает единый разрыв. Полученные результаты могут быть использованы при решении задач дегазации угольных пластов или подземной добычи метана.

Ключевые слова: управляемый гидроразрыв, моделирование, дегазация, метан угольных пластов.

NUMERICAL MODELING OF LONGITUDINAL HYDRAULIC FRACTURING CONTROL IN COAL SEAM

Andrey V. Patutin

Institute of Mining SB RAS, 630060, Zelenaya Gorka st., 3, postgraduate, (383)335-96-42, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Sergey V. Serdyukov

Institute of Mining SB RAS, 630060, Zelenaya Gorka st., 3, Dr.Sci., head of laboratory, (383) 335-96-42, e-mail: ss3032@yandex.ru

Alexey A. Zinovyev

Novosibirsk State University, 630090, Pirogova st., 2, undergraduate, (913)4770008, e-mail: alexeyazinovyev@hotmail.com

Hydraulic fracture modeling of parallel well system using special developed software was performed. The effect of pressure on the crack propagation stability in a complex stress state is shown. Also, the maximum distance between hydraulically fractured wells at which a connected crack formed was calculated. The data obtained can be used to solve problems concerning coal seams degassing or CMB (coal bed methane) production.

Key words: hydraulic fracturing control, modeling, degassing, coal bed methane.

С увеличением глубины разработки угольных месторождений повышаются газоносность пластов и степень их выбороопасности. Об этом свидетельствуют катастрофические проявления выбросов метана, повторяющиеся в различных угледобывающих регионах мира. Решение этой проблемы осложняется низкой проницаемостью угля, сорбцией метана на твердой поверхности, влиянием водонасыщенности, сложным геомеханическим состоянием пластов, наличием в них геологических нарушений.

Особую сложность представляет извлечение метана на стадии подготовительных работ, когда угольный пласт мало затронут разработкой, когда отсутствует развитая сеть дегазационных каналов. Недостаточная степень дегазации угля на этой стадии способствует в дальнейшем повышению риска катастрофических газодинамических проявлений и снижению производительности добычи угля.

Основным методом интенсификации дегазации угольных пластов является гидроразрыв, применяемый как на стадии заблаговременной дегазации в скважинах, пробуренных с дневной поверхности, так и в подземных условиях для предварительной дегазации угля и вмещающих пород. Анализ существующих технологий дегазации угольных пластов с использованием гидроразрыва, показывает их основные недостатки:

1. Неуправляемый характер развития гидроразрыва, траектория трещин которого определяется полем внешних напряжений и локальными неоднородностями в окрестности скважины;
2. Выход трещин неуправляемого гидроразрыва в борта горных выработок и образование воздушных конусов – захвата воздуха в дегазационные скважины.

Наибольший практический интерес представляет синхронное развитие нескольких трещин, конечной целью которого является создание единой трещины большой длины, направленную, в первую очередь, вдоль простирания угольного пласта. При этом возникает задача определения взаимного расположения скважин синхронного гидроразрыва, обеспечивающих слияние трещин при заданном напряженном состоянии углепородного массива.

Для оценки эффективности управления синхронным развитием нескольких трещин продольного гидроразрыва разработано программное обеспечение на основе пошагового алгоритма построения квазистатических траекторий, рассчитываемых при развитии системы трещин [1, 2]. Данная программа позволяет рассчитывать траекторию в зависимости от:

- а) Расстояния между центрами начальных трещин d , сформированных геомеханическим способом в окрестности скважин;
- б) Длины трещин l ;
- в) Напряженного состояния углепородного массива, в т. ч.: минимального q_0 и максимального p_0 сжимающих напряжений и их отношения qdp ;
- г) Угла gam между максимальным напряжением и заданной плоскостью слияния трещин.

В ходе численных экспериментов полагалось, что в изотропной упругой плоскости имеется пять трещин длиной $l = 2$ каждая (полудлина равна 1), расположенных на одной прямой вдоль оси X , а на бесконечности действует сжимающие напряжения интенсивностью p_0 и q_0 ($p_0 > q_0$), причем максимальное главное напряжение p_0 направлено под углом gam к линии начальных трещин (к оси X). Затем происходит подача жидкости в трещины под давлением $e_{00} \times p_0$ ($e_{00} > 1$), обеспечивающим рост трещин.

Расчет процесса развития трещин останавливался, когда выполнялось одно из следующих условий: либо трещины сближались по координате X на величину ax_{krit} , либо одно из крыльев какой-либо трещины выходило за границу заданного интервала ay_{krit} .

Введение ограничения ax_{krit} на сближение трещин связано с тем, что используемый алгоритм расчетов не предполагает взаимного пересечения траекторий трещин. Значение ax_{krit} выбиралось достаточно малым, чтобы считать сблизившиеся на это расстояние трещины единой трещиной.

Введение ограничения $\pm ay_{krit}$ по оси Y связано с тем, что при достижении этого условия (выход трещины из полосы $[-ay_{krit}; ay_{krit}]$) в ходе дальнейшего роста трещин они гарантировано не сливаются друг с другом.

Значения ax_{krit} и ay_{krit} определялись из решения вспомогательной подзадачи исследования процесса взаимодействия и слияния трещин при сближении на относительно малые расстояния.

Целью численных исследований являлось определение максимально возможного расстояния d_{max} между скважинами, при котором единичные трещины сливаются в единый разрыв, и оценка влияния различных факторов на это расстояние.

Численный эксперимент проводился по следующей схеме:

- а) Значение qdp выбиралось равным 0.5 или 0.8;
- б) Угол gam выбирался равным 10, 30, 45, 60 или 80 градусам;
- в) Отношение давления в трещине к максимальному сжимающему напряжению e_{00} варьировалось в диапазоне значений от 1.2 до 10.0;
- г) Для ax_{krit} и ay_{krit} задавались следующие значения: 0.05 и 1.

В ходе экспериментов находили искомое значение d_{max} .

На рисунке приведены расчетные зависимости максимального расстояния d_{max} от e_{00} при значениях отношения минимального главного напряжения к максимальному равным 0.8 и 0.5.

Из представленных графиков видно, что при увеличении давления в трещинах происходит рост расстояния d_{max} , и этот рост происходит тем быстрее, чем ближе угол gam к направлению одного из главных напряжений. Общая зависимость $d_{max}(e_{00})$ имеет вид $d_{max} = A \times \ln e_{00} + B$ со степенью аппроксимации близкой к единице (коэффициент корреляции $r^2 > 0.99$).

При уменьшении значения qdp расстояние d_{max} также уменьшается. В неравномерном поле сжатия расстояние d_{max} между скважинами при других равных условиях меньше, чем при гидростатическом (равномерном) сжатии.

При уменьшении угла gam от 80° до некоторого gam_{krit} , значение d_{max} снижается, а при дальнейшем уменьшении gam – начинает расти.

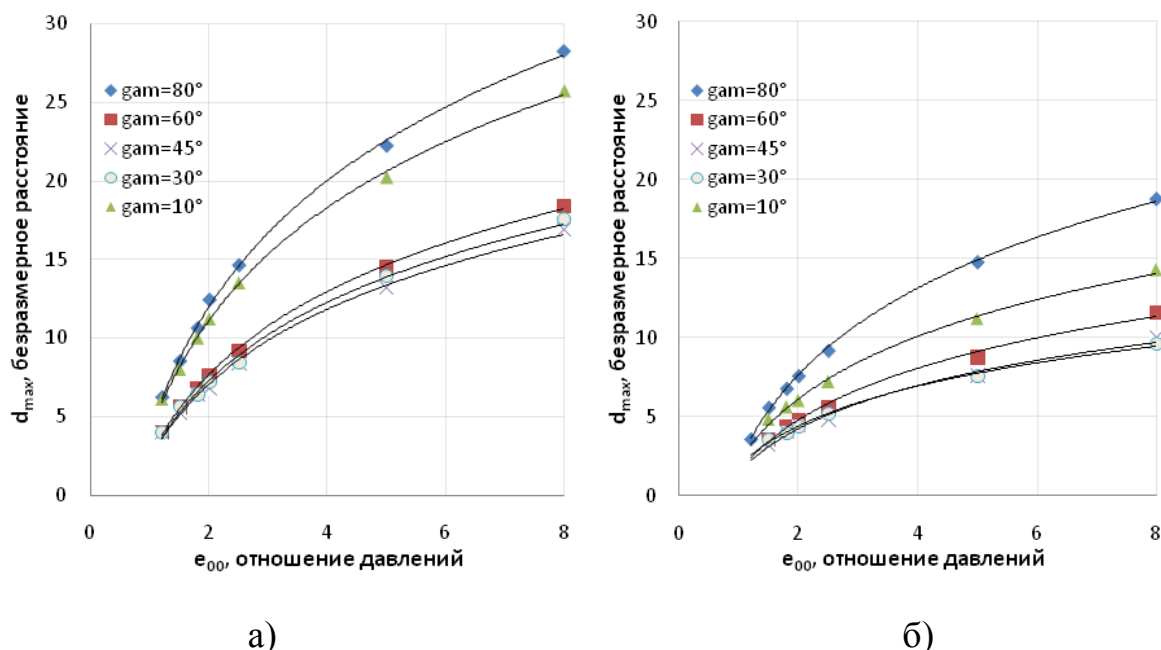


Рис. Полученные зависимости d_{max} от e_{00} для $qdp = 0.8(a)$ и $qdp = 0.5(b)$

В целом, указанные результаты соответствуют общепринятым представлениям линейной механики трещин, что подтверждает корректность работы алгоритма и вычислительной программы.

Также была получена зависимость d_{max} от e_{00} при различных qdp , причем угол между направлением действия максимального главного напряжения и линией трещин был равен 0° , либо близок к 90° .

В этом случае, когда трещины развиваются в направлении одного из главных напряжений, формирование единой системы трещин выполняется при наибольших расстояниях между скважинами гидроразрыва, причем, максимальное значение d_{max} наблюдается при развитии трещин в энергетически менее выгодном направлении (gam приблизительно равен 90°) – в направлении действия минимального главного напряжения.

Полученные результаты показывают сильное влияние давления разрыва на устойчивость развития трещин в заданном направлении. При малых давлениях (низких темпах подачи жидкости разрыва в трещины) значение d_{max} в несколько раз ниже (примерно, прямо пропорционально параметру e_{00}), чем при высоких значениях e_{00} , что свидетельствует в пользу импульсного характера гидроразрыва. Для реализации высокого темпа подачи жидкости в трещину необходимо тщательно подходить к выбору оборудования гидроразрыва; например, использовать более производительные насосы, либо применять пневмогидроаккумуляторы большой емкости, автоматически подключающиеся в момент формирования разрыва.

Таким образом, можно сформулировать следующие выводы.

Разработан алгоритм расчета траектории трещин синхронного продольного гидроразрыва группы параллельных скважин. Выполнены оценки влияния напряженного состояния углепородного массива на максимально допустимое расстояние между скважинами, обеспечивающее слияние трещин продольного гидроразрыва в единый разрыв. Показана целесообразность импульсного гидроразрыва с высокими темпами подачи жидкости в растущие трещины. Полученные результаты создают основу для проектирования продольного гидроразрыва в углепородном массиве при решении задачи подземной добычи метана или интенсификации его предварительной дегазации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алексеева Т.Е., Мартынюк П.А. Траектории выхода трещин на свободную поверхность//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск, 1991. – № 2. – С. 15–25.
2. Мартынюк П.А., Шер Е.Н. О развитии трещины вблизи кругового отверстия с учетом внешнего поля сжимающих напряжений//Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск, 1996. – № 6. – С. 19–30.

© А.В. Патутин, С.В. Сердюков, А.А. Зиновьев, 2012

СХЕМА УПРАВЛЕНИЯ ДВУХПАКЕРНЫМ ЗОНДОМ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

Екатерина Владимировна Рубцова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, старший научный сотрудник лаборатории горной информатики, тел. (383) 217-09-30, e-mail: rubth@misd.nsc.ru

В статье рассмотрена новая конструкция двухпакерного зонда в составе измерительно-вычислительного комплекса «Гидроразрыв», обеспечивающая повышение надежности управления измерительным гидро разрывом при размещении зонда с одним подводным трубопроводом на больших расстояниях от устья скважины.

Ключевые слова: скважина, гидро разрыв, двухпакерный зонд, золотник, напорная магистраль.

TWO-PACKER SONDE CONTROL IN HYDRAULIC FRACTURING TO PERFORM MEASUREMENTS

Ekaterina Vl. Rubtsova

Federal State-Funded Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 630091, Novosibirsk, Krasny prospect, 54, Senior Researcher Mining Informatics Laboratory, phone: (383) 217-09-30, e-mail: rubth@misd.nsc.ru

The author discusses a new-design two-packer sonde of the measurement and computing complex «Gidrorazryv», enabling increased reliability control of hydraulic fracturing, assisted with a single admitting pipe to install the sonde at large distances from well mouth.

Key words: well, hydraulic fracturing, two-packer sonde, slide valve, delivery pipe.

Метод измерительного гидро разрыва положен в основу разработанного в ИГД СО РАН измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) «Гидро разрыв», который в настоящее время используется на ряде предприятий для экспериментального определения компонент напряжений в массиве горных пород [1]. В состав комплекса входит двухпакерный зонд, с помощью которого герметизируется исследуемый участок скважины и нагнетается флюид (жидкость) в межпакерное пространство до достижения критических напряжений на стенке скважины, приводящих к разрыву пород.

Совершенствование конструкции зонда на предшествующих этапах позволило существенно упростить его монтаж в скважине за счет возможности использования одного напорного трубопровода вместо двух (один использовался для осуществления пакеровки исследуемого участка скважины, а другой – для нагнетания жидкости в межпакерное пространство) [2]. Для обеспечения подачи потока жидкости от одного напорного трубопровода в различные каналы зонда было предложено установить на его торцевой

поверхности рукоятку с эксцентриком, управление которой осуществляется при помощи натяжного троса. Однако при размещении зонда на значительных расстояниях от устья скважины поворот рукоятки управления в требуемые позиции при помощи натяжного троса оказывается проблематичным. Это, в ряде случаев, приводит к нарушению последовательности сообщения выполненных в корпусе зонда каналов с напорной магистралью и затрудняет процесс управления гидроразрывом.

В связи с этим предложена новая конструкция зонда, в которой последовательное сообщение его внутренних каналов с одной напорной магистралью выполняется при помощи золотника, установленного внутри корпуса зонда, а управление золотником осуществляется путем изменения давления жидкости в напорном трубопроводе [3].

Основными элементами зонда, как и в предшествующих конструкциях, являются цилиндрический корпус 1, установленные на его концах уплотнительные элементы 2 и механизм их сжатия в виде поршневой пары 3 с отверстием 4 в цилиндре (рисунок 1, а).

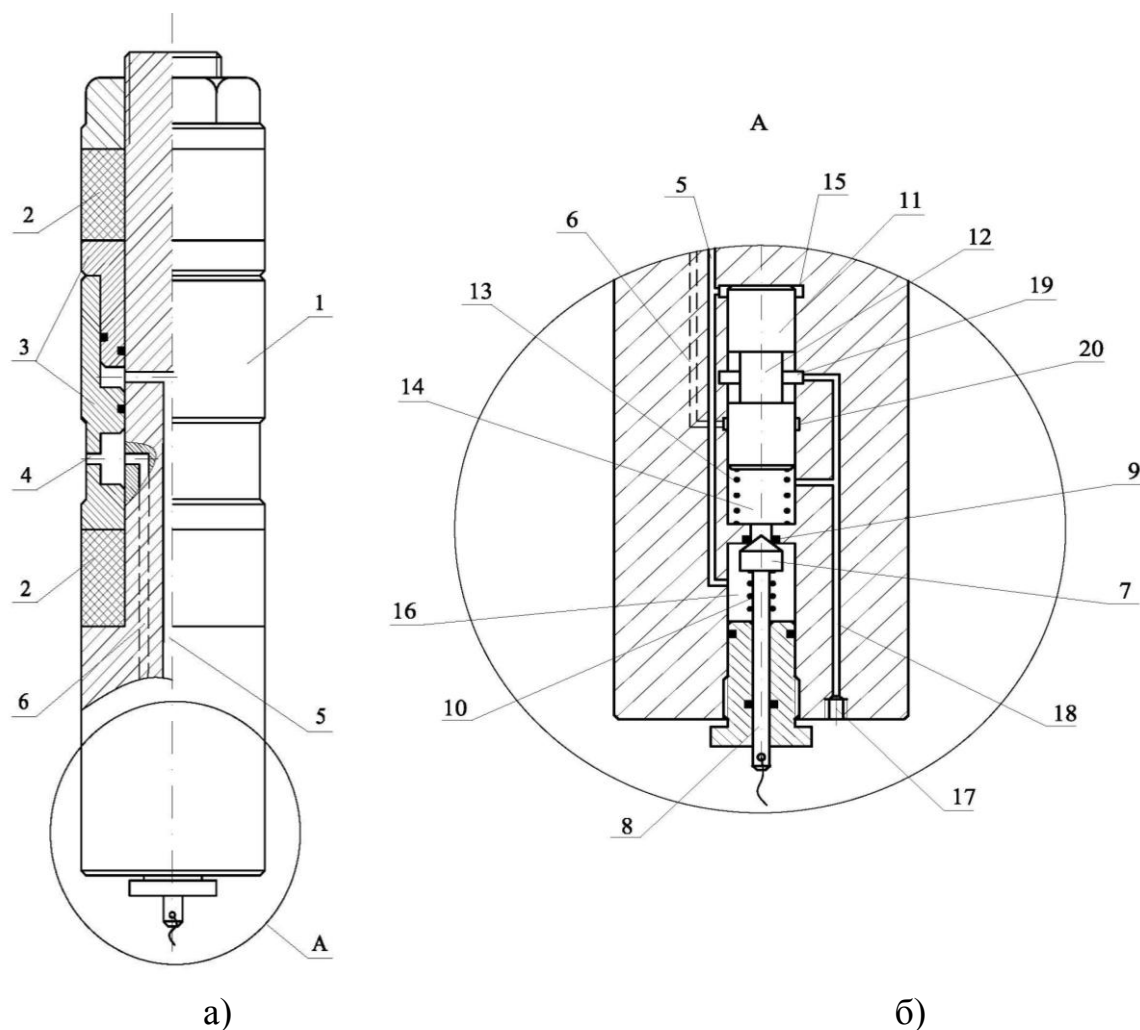


Рисунок 1 – Конструкция зонда: а) общий вид; б) – схема управления сообщением каналов с напорной магистралью

В корпусе выполнены канал 5, соединенный с рабочей камерой поршневой пары, и канал 6, соединенный с отверстием 4. Для управления зондом установлен обратный клапан 7 с хвостовиком 8, прижатый к седлу 9 пружиной 10 и золотник 11 с шейкой 12 в средней части (рисунок 1,б).

После установки зонда в скважине на выбранной глубине включают насос и нагнетают жидкость. Жидкость от подводящего трубопровода через гнездо 17 по каналу 18 поступает в предклапанную полость 14, преодолев усилие пружины 10, открывает клапан 7 и далее по каналу 5 проходит в рабочую камеру поршневой пары и в кольцевую проточку 15 под торец золотника 11. При этом золотник удерживается пружиной 13 в исходном положении, поскольку давление в предклапанной полости 14 выше, чем давление в канале 5 за счет перепада давления на клапане 7, а давление жидкости, подводимой к проточке 19 не вызывает осевых перемещений золотника. При поступлении жидкости в рабочую камеру поршневой пары она раздвигается, сжимая уплотнительные элементы, которые, расширяясь в радиальном направлении, соприкасаются со стенками скважины и герметизируют исследуемый участок скважины.

После герметизации исследуемого участка скважины насос выключают, при этом давление в предклапанной полости 14 падает до атмосферного, клапан 7 прижимается пружиной 10 к седлу 9, и давление в заклапанной полости 16, кольцевой проточке 15, канале 5 и рабочей камере поршневой пары сохраняется на прежнем высоком уровне. Высокое давление в кольцевой проточке 15 обеспечивает сжатие пружины 13 и перемещение золотника 11 в осевом направлении до положения, при котором перекрывается сообщение канала 18 с предклапанной полостью клапана 7 и, благодаря шейке 12, сообщаются кольцевые проточки 19 и 20. В этом положении золотника после очередного включения насоса жидкость по каналу 18 через проточки 19 и 20 поступает в канал 6 и далее в герметизированный участок скважины.

Давление жидкости в герметизированном участке скважины можно многократно изменять от атмосферного до максимально допустимого значения, определяемого прочностными свойствами материала уплотнительных элементов 2, например, до 60 МПа при изготовлении последних из полиуретана. Рабочие параметры давления в процессе нагружения и разрушения стенок герметизированного участка скважины регистрируют и затем интерпретируют в терминах напряжений, действующих в породном массиве.

Для извлечения устройства из скважины давление в насосе сбрасывают до атмосферного и хвостовик 8, выступающий из корпуса, перемещают при помощи натяжного троса до открытия клапана 7. При этом жидкость из рабочей камеры поршневой пары 3 проходит по каналам 5, 18 через гнездо 17 на слив.

Таким образом в данной конструкции зонда управление сообщением внутренних каналов зонда с напорной магистралью осуществляется путем изменения давления жидкости от насоса, а натяжной трос используется только после завершения гидроразрыва пород с целью демонтажа устройства, что не требует большой точности. Это упрощает процесс управления зондом, повышая

надежность работы, особенно, при размещении его на больших расстояниях от устья скважины.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Леонтьев А.В. Опыт практического применения измерительного гидроразрыва / А.В. Леонтьев, С.Н. Попов // Горный журнал. – 2003. – № 3.
2. Патент РФ № 2320870. Устройство для гидроразрыва пород в скважине / Леонтьев А.В., Леконцев Ю.М., Рубцова Е.В. // Оpubл. в Б.И. № 9, 2008.
3. Патент РФ № 2433259. Устройство для гидроразрыва пород в скважине / Леконцев Ю.М., Леонтьев А.В., Рубцова Е.В. // Оpubл. в Б.И. № 31, 2011.

© *Е.В. Рубцова, 2012*

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ МОДЕЛИ ТРЕЩИНОВАТОГО НЕФТЯНОГО КОЛЛЕКТОРА В ВИБРОВОЛНОВЫХ ПОЛЯХ

Борис Ферапонтович Симонов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор технических наук, заведующий лабораторией силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383) 217-01-26, e-mail: bf_simonov@mail.ru

Андрей Владимирович Савченко

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, к.т.н., научный сотрудник лаборатории силовых электромагнитных импульсных систем, тел. (383) 217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Лабораторные исследования изменения закономерностей фильтрационных свойств проницаемого блока матрицы в трещиноватом коллекторе при вибровоздействии позволяют изучить процесс вовлечения в разработку остаточных запасов нефти находящихся в нефтенасыщенных зонах (целиках), обтекаемых по межблоковым трещинам вытесняющим агентом (как правило, водой), а также вследствие фильтрации флюида через поры матрицы породы блоков.

Ключевые слова: остаточная нефть, блочно построенные коллектора, фильтрация, виброволновые воздействия, эксперименты.

RESEARCH OF FILTRATIONAL PROPERTIES OF MODEL FISSURED AN OIL COLLECTOR IN VIBROWAVE FIELDS

Boris F. Simonov

Federal State-Funded Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091 Russia, Dr. Tech. Sci., Chief Laboratory Power Electromagnetic Pulse System, tel: (383) 217-01-26, e-mail: bf_simonov@mail.ru

Andrey V. Savchenko

Federal State-Funded Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091 Russia, Dr. Tech. Sci., Researcher Laboratory Laboratory Power Electromagnetic Pulse System, tel: (383) 217-01-26, e-mail: av_sav@ngs.ru

Laboratory studies of changes in the laws of filtration properties of the permeable block of the matrix in fractured reservoirs in the vibro enable us to study the process of engaging in the development of residual oil reserves are in oil-saturated areas (pillars), to interblock cracks streamlined displacing agent (usually water), and also due to fluid filtration through the pores of the matrix rock blocks.

Key words: Residual oil, block constructed a collector, a filtration, vibrowave influences, experiments.

С переходом основных месторождений нефтегазового комплекса России на заключительную стадию разработки, ухудшением структуры и величины разведанных запасов вопросы повышения нефтеотдачи пластов приобретают большую актуальность. Увеличение нефтеотдачи связано с вовлечением в разработку остаточных запасов нефти, однако, на поздних стадиях разработки месторождений это затруднительно выполнить с помощью обычных технологических средств. Требования эффективного по экономическим показателям и наиболее полного извлечения углеводородов на месторождениях с поздней стадией их эксплуатации диктует необходимость создания новых геотехнологий освоения месторождений нефти и газа, основанных на фундаментальных достижениях в области геомеханики и техники. Естественно, в качестве таковых должны служить, прежде всего, новые знания о физико-химических процессах в продуктивных пластах и вмещающих плодородных массивах при извлечении углеводородов.

Остаточная нефть в пластах может удерживаться главным образом в трех видах: в виде пленки на стенках капилляров и трещин; в виде рассеянных ганглий, заземленных в породе; в виде не вовлеченных в разработку нефтенасыщенных зон (целиков), обтекаемых со всех сторон вытесняющим агентом (как правило, водой) или запертых в тупиках контура нефтеносности.

Как следует из блочно-иерархической концепции строения геосред, сформулированной академиком М.А. Садовским, терригенные коллекторы, как и все горные породы, расчленены на геоблоки макротрещинами. Следовательно, в этих коллекторах фильтрация флюида может происходить как по матрице породы блоков, так и по межблоковым трещинам одновременно. В связи с указанным можно предположить, что в промытых частях нефтяных пластов

нефтенасыщенные целиковые зоны сохраняются в отдельных геоблоках матрицы породы, обтекаемых флюидом по трещинам, (т. е. трещины, разделяющие коллектор на геоблоки, образуют остаточные нефтенасыщенные целиковые зоны в этих блоках). Рассмотрим возможный механизм формирования и структуру целиковых зон остаточной нефти в терригенных коллекторах, на примере отдельного геоблока кубической формы (рис. 1) с ребром, равным a .

Блок ограничен сверху непроницаемым прослоем 1, а по периметру трех боковых граней - трещинами: двумя вертикальными 3 и 3' шириной раскрытия b_1 и одной

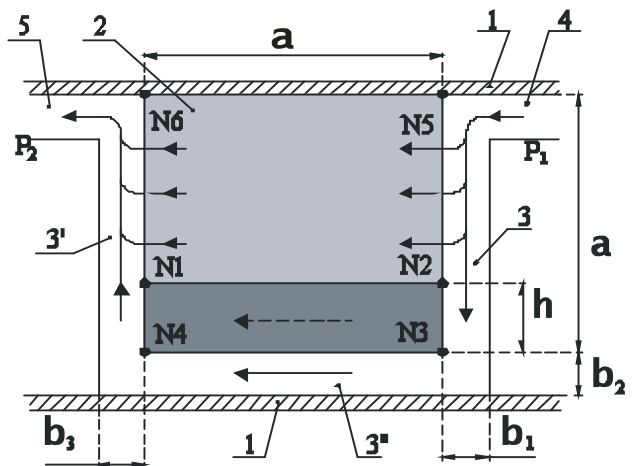


Рис. 1. Электрогидродинамическая модель геоблока кубической формы, охваченного лабиринтной трещиной:

- 1 – непроницаемые прослои; 2 – блоки;
- 3 – меандрированные трещины;
- 4 – остаточные нефтенасыщенные зоны

горизонтальной 3" шириной раскрытия b_2 . Трещины распространяются на всю ширину граней, т. е. имеют ширину a .

Экспериментальная проверка теоретических моделей разработанных ранее при исследованиях фильтрационных процессов на естественных и искусственных образцах пород коллекторов подвергнутых воздействию волновыми полями возможна в лабораторных условиях.

Для решения этих задач разработан лабораторный стенд, позволяющий моделировать фильтрационные свойства проницаемого блока матрицы и процесс движения вытесняющей жидкости по лабиринтной трещине вокруг геоблока при воздействии вибрационными полями в условиях естественного залегания пород-коллекторов (горное и поровое давление, температура), режимы стационарной и нестационарной фильтрации. Стенд также обеспечивает возможность комплексного воздействия вибрации с другими методами, применяемыми для увеличения нефтеотдачи, например: тепловое воздействие или воздействие различными химическими реагентами.

Разработана система регистрации исследуемых параметров, отработаны методики проведения эксперимента процесса стационарной фильтрации при изменяемых параметрах «геоблок-макротрещина», а также при наложении виброволнового поля. Базовым принципом создания измерительного комплекса стенда является использование известных, распространенных и соответствующим образом метрологически проверенных методов, блоков, узлов и других элементов.

Стенд конструктивно состоит из фильтрационной камеры рис. 2, гидравлической и электрической схемы (рис. 2, рис. 3), которые образуют функциональные системы моделирования пластовых условий температуры и градиента порового давления на участке моделируемого геоблока. Корпус камеры выполнен в виде полого параллелепипеда и позволяет размещать образец кубической формы. Верхняя крышка имеет возможность перемещения, под действием регулировочных винтов, что позволяет изменять величину зазора моделируемой трещины вокруг геоблока.

Гидравлическая схема стенда предназначена для создания порового давления и фильтрационного потока жидкости и включает в себя газовый баллон со сжатым воздухом, газовый редуктор, манометр, дроссель, пневмо-гидроаккумулятор для выравнивания давления и запорную арматуру.

Электрическая схема стенда предназначена для управления нагревательными элементами системы моделирования пластовых условий, которая обеспечивает поддержание в образце заданных значений температуры до 90 °С.

Контроль параметров осуществляется датчиками давления (фирмы Siemens) и температуры. Измерение зазора вокруг образца моделирующего геоблок производится с использованием датчиков линейного перемещения MS-30 фирмы Megatron (Германия) с точностью до 1 мкм. Измерения колебаний выполняются трехкомпонентным сейсмическим датчиком, закрепленным на корпусе камеры.

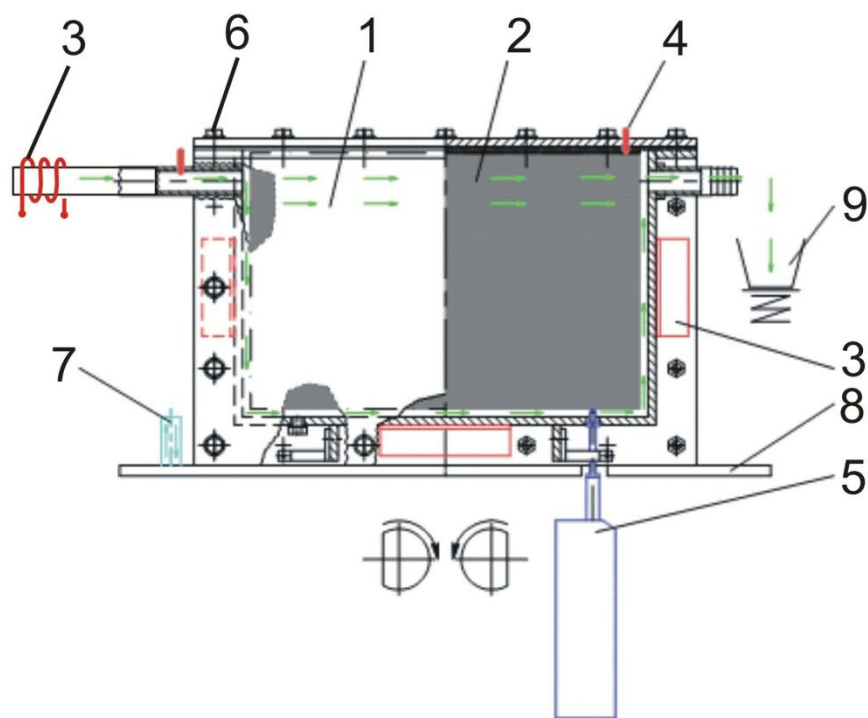


Рис. 2. Стенд для исследования фильтрационных параметров геоблока:

1 – фильтрационная камера, 2 – образец, 3 – нагревательные элементы, 4 – датчики температуры, 5 – датчик измерения зазора, 6 – регулировочные винты, 7 – трехкомпонентный сейсмический датчик, 8 – вибростол, 9 – весы

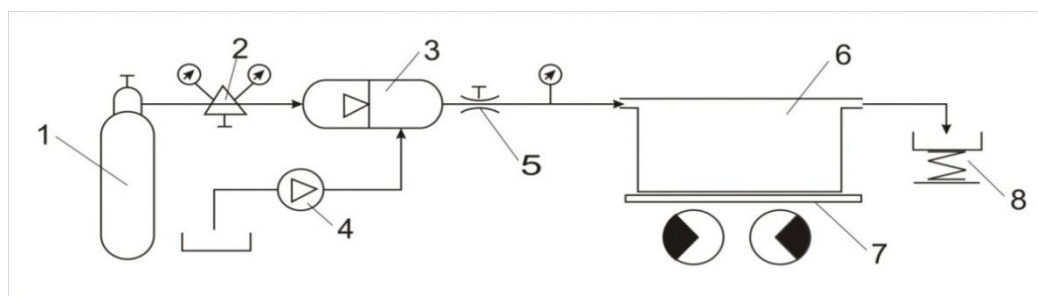


Рис.3. Гидравлическая схема стенда:

1 – газовый баллон, 2 – редуктор, 3 – пневмо-гидроаккумулятор, 4 – насос, 5 – дроссель, 6 – фильтрационная камера, 7 – вибростол, 8 – весы

Моделирование воздействия виброволновыми полями осуществляется дебалансным вибратором синусоидальных колебаний с частотой до 25 Гц.

Конструкция стенда обеспечивает возможность гибкой модернизации, в соответствии с требованиями решаемых задач в области испытания комплексных методов волнового воздействия на продуктивные пласты нефтяных и газовых месторождений, исследования нелинейных процессов во флюидонасыщенных пористых и трещиноватых горных породах. Система сбора

данных реализована на базе мобильного ПК, при помощи АЦП и стандартно выпускаемых метрологически проверенных датчиков и усилителей.

Комплексный подход к исследованию геомеханических, геофизических и гидродинамических процессов в модели «геоблок - окружающая макротрещина» при физико-химических способах воздействия реализован в лабораторном стенде впервые, что отличает его от известных лабораторных установок, недостатками которых являются узкая специализация.

Лабораторные исследования изменения закономерностей фильтрационных свойств проницаемого блока матрицы в трещиноватом коллекторе при вибровоздействии, позволяют изучить процесс вовлечения в разработку остаточных запасов нефти находящихся в нефтенасыщенных зонах (целиках), обтекаемых по межблоковым трещинам вытесняющим агентом (как правило, водой), а также вследствие фильтрации флюида через поры матрицы породы блоков. Основное внимание при этом уделяется проверке гипотезы о том, что под действием ВСВ в нефтяном пласте происходят резонансные явления в структуре блочно построенного коллектора, включающего геоблоки различного иерархического уровня, находящиеся в напряженном состоянии за счет горного давления. В результате происходит структурная перестройка коллектора и, следовательно, образование новых направлений фильтрации жидкости в пласте. Это повышает охват пласта заводнением и способствует вовлечению в разработку ранее не дренируемых целиковых зон, обеспечивая дополнительную добычу нефти из скважин.

Лабораторные испытания должны подтвердить результаты, полученные в ходе многолетних промысловых работ проводимых ИГД СО РАН, по повышению нефтеотдачи пластов методом вибросейсмического воздействия на продуктивный пласт с земной поверхности мощными дебалансными виброисточниками и послужат для создания научных основ технологии вибрационного воздействия с целью увеличения нефтеотдачи.

© Б.Ф. Симонов, А.В. Савченко, 2012

К ПРОБЛЕМЕ СОЗДАНИЯ КЛАССИФИКАЦИЙ В ГОРНОМ ПОРОДОВЕДЕНИИ

Виктор Николаевич Опарин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, Новосибирск, Красный проспект, 54, доктор физико-математических наук, член корреспондент РАН, директор Института, тел. (383)217-05-36, e-mail: oparin@misd.nsc.ru

Александр Савельевич Танайно

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, заведующий лабораторией, тел. (383)334-88-80, e-mail: tanaino@misd.nsc.ru

Рассматривается состояние проблемы классификаций в горном породоведении и определяются направления их совершенствования. Приводится методика количественной оценки структурных свойств горных пород, предназначенная для установления связи между структурой и механическими свойствами горных пород.

Ключевые слова: горные породы, структурные свойства, классификации, каноническая шкала.

TO THE PROBLEM OF CREATION OF CLASSIFICATIONS IN ROCK SCIENCE

Viktor N. Oparin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Tel: (383) 217-05-36; e-mail: oparin@misd.nsc.ru

Aleksandr S. Tanaino

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Tel: (383) 217-05-36; e-mail: tanaino@misd.nsc.ru

The status of a problem of classifications in rock science is considered and directions of their perfection are defined. The technique of a quantitative rating of structural properties of the rocks, intended for an establishment of connection between structure and mechanical properties of rocks is resulted.

Key words: rocks, structural properties, classifications, an initial scale.

1. Состояние и постановка проблемы

1.1. Объектами классификаций в горном породоведении являются физико-механические свойства горных пород и ведущие характеристики геотехнологических процессов во взаимосвязи со свойствами пород. Первое направление представлено в основном одномерными классификациями, типа: класс → свойство. Большая часть классификаций второго (технологического) направления (взрываемость, буримость, абразивность, трудность экскавации и

др.) являются многомерными, т.е. представлены по двум и более ведущим признакам в зависимости от свойств горных пород.

1.2.Существующие одномерные классификации (а они представляют базу для технологических) отличаются двумя характерными особенностями. Первая – заключается в том, что классифицируемые показатели, сгруппированные по их значениям в классы (категории), представлены часто субъективно (интуиция и опыт авторов классификаций) и в лучшем случае по статистическим правилам, предложенным в [1]. Причина такого подхода – отсутствие в горном породоведении теоретических положений для построения классификаций горных пород. Вторая особенность существующих классификаций обусловлена методологией представления информации, в которой используется модель “чёрного ящика” – фиксируется реакция объекта на механические воздействия, а свойства объекта, подвергаемого этому воздействию, не учитываются (рис. 1). Полагают, что достаточно характеризовать испытываемый объект наименованием породы, хотя наименование характеризует в основном её генезис, но не значения физических (структурных) свойств, а они, как известно, изменяются в широких пределах и являются определяющими для всех механических свойств.



Рис. 1. Схематическое представление существующей методологии получения информации о механических свойствах горных пород

Однако, изменение методики проведения экспериментов (по алгоритму, схематично представленному на рис. 2) с целью получения физических и структурных свойств горных пород требует, во-первых, выполнения соответствующих исследований.

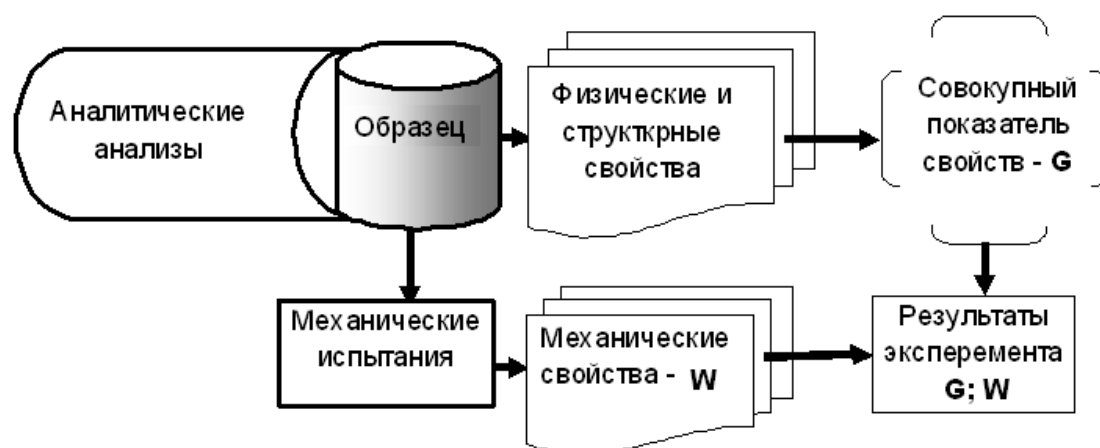


Рис. 2. Схематическое представление предлагаемой методологии получения информации о физико-механических свойствах горных пород

Во-вторых, в виду разных единиц измерения свойств, для совокупной количественной их оценки одним показателем (**G**) необходим метод приведения значений свойств к безразмерному виду. Результаты выполнения эксперимента при такой методике представляются следующими данными: *наименование породы (K), структурные и физические свойства (U), совокупный показатель свойств (G), значения измеренных механических свойств (W)*. Такая информация, накопленная в базе данных, позволит создать аналитический аппарат для прогнозирования прочностных свойств горных пород без проведения экспериментальных исследований и представить классификации в виде универсальных зависимостей $W = f(K, X, G)$.

1.3. Для решения поставленной задачи в авторами в [2] представлена теоретическая база для создания классификаций горных пород по физико-механическим свойствам (прочность на сжатие, растяжение, контактная прочность, трещиноватость, пористость, влажность, твёрдость и др.). Теоретические положения базируются на феноменологической модели блочно-иерархического строения горных пород и представлении значений любых их свойств в канонической шкале в виде кластеров, размеры которых зависят от уровней самоорганизации геовещества. Использование этой же феноменологической модели использовано для безразмерного представления свойств, что, как следствие, привело к возможности выполнять, по существу, простые алгебраические операции с данными, представленными в канонических шкалах.

2. Методика количественной оценки структурных свойств горных пород

Исходим из того, что структурные свойства горных пород практически определяют все их механические. Поэтому для реализации методического подхода, представленного на рис. 2, необходимо выполнить количественный структурный анализ образцов пород и получить совокупную их оценку.

Структура горных пород – понятие сложное. В зависимости от масштабных уровней, его содержательный смысл различен. Если анализируется образец горной породы, то его структурными элементами являются зернистость, пористость, состав породообразующих минералов, микротрещиноватость и др. Ниже будем рассматривать свойства горных пород на микроуровне.

Из всей совокупности структурных характеристик пород основное влияние на механические свойства оказывают следующие: *зернистость, пористость, состав породообразующих минералов и их твёрдость, влажность*. Далее исходим из того, что если все прочностные свойства классифицируются по одной и той же закономерности, то факторы, их обуславливающие, находятся в такой же связи. На этом основании запишем выражения для безразмерного представления структурных показателей по уровням их кластеризации в канонической шкале согласно [2]:

$$S_p = 2.8854 \cdot \ln\left(\frac{D_p}{D_{0p}}\right) + 1, \quad (1)$$

$$S_y = 1 - 2.8854 \cdot \ln\left(\frac{D_y}{D_{0y}}\right). \quad (2)$$

где S_p , S_y – безразмерные показатели, оценивающие значимость уровня p -го и y -го свойства; D_p , D_y , D_{0p} , D_{0y} – соответственно конкретные значения свойства p и y в образце горной породы и опорные их значения.

Выражение (1) и (2) отражают различный характер влияния структурных свойств: если увеличение значения некоторого свойства приводит к увеличению сопротивляемости породы разрушению, то используется (1), иначе – (2). Если используется (1), то в качестве опорного (D_{0p}) принимается минимальное значение свойства. Если расчеты ведут по (2), то в качестве опорного (D_{0y}) принимает максимальное значение анализируемого свойства. Совокупное влияние свойств определим суммой показателей S_x , S_y :

$$F = \Sigma S_p + \Sigma S_y. \quad (3)$$

2.1. *Зернистость горных пород* является определяющим свойством, как структурного строения, так и их прочности или сопротивляемости разрушению. Известно влияние размеров зёрен на механические свойства горных пород: с увеличением размеров зерна прочность пород, как правило, снижается. Следовательно, для отображения этого эффекта показатель зернистости определим по (2). Поскольку речь идёт о зернистости образца горной породы в целом, то необходимо получить данные о среднем значении размеров зёрен.

Размер зёрен в конкретном образце горной породы может варьировать в широких пределах. В любом случае необходима информация о среднем (или средневзвешенном) размере зерна (Z_c , мм), определение которого связано либо с ситовым анализом, либо с использованием микроскопического комплекса для петрографического анализа керна (рис. 3). Применение ситового анализа связано с практически непреодолимыми трудностями из-за дробления зёрен при измельчении или, наоборот, их нераскрытия (наличие сростков). Мы в своих исследованиях для этих целей используем как электронный, так и оптический микроскопы. Следующий шаг связан с определением опорного значения зерна (D_{0y}). Вопрос далеко не тривиальный. В качестве такового в [2] обосновано его значение и принято размеру зерна равному 14 мм. Тогда, (2) применительно к представлению фактора зернистости запишем:

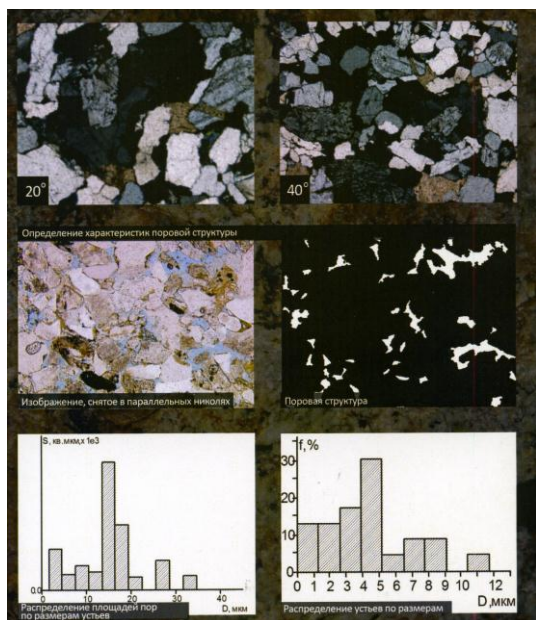


Рис. 3. Микроскопический анализ зернистости и пористости

$$Z = 1 - 2.8854 \cdot \ln\left(\frac{Z_p}{14}\right), \quad (4)$$

$$1.2 \cdot 10^{-3} \leq Z_p \leq 14,$$

где Z – безразмерный показатель, оценивающий степень влияния зернистости на сопротивляемость породы разрушению; Z_p , 14 – соответственно, средневзвешенный размер зерна в образце породы (мм) и опорное его значение.

2.2. Пористость. Она во многом обуславливают физические свойства горных пород. С увеличением общей пористости, а также других структурных дефектов в моно- и полиминеральных породах, их плотность, прочность и модуль упругости проявляют тенденцию к снижению. Поэтому, для учёта влияния пористости в обобщённом показателе сопротивляемости горных пород разрушению, используем зависимость по типу (2), представив её в виде:

$$P = 1 - 2.8854 \cdot \ln\left(\frac{P_p}{30}\right) \quad (5)$$

$$0.2 \leq P_p \leq 30.$$

где P – безразмерный показатель, оценивающий степень пористости горной породы; P_p , 30 – соответственно, пористость образца и опорное её значение.

Пределы изменения пористости зависят от генотипов горных пород. В интрузивных породах она находится на уровне 0.1 - 3 %. Пористость осадочных обломочных пород характеризуется широким интервалом значений – от 2 до 40% и более. Пористость осадочных обломочных (песчаных и глинистых) пород находится в линейной зависимости от их плотности [3]. Следовательно, учёт общей пористости равносителен совокупному учёту соотношений между плотностью минеральной части и объёмной массой породы.

2.3. Твердость породослагающих минералов. Из известных методов оценки твердости горных пород (Моос, Бринелл, Виккерс, Роквелл, Шор, Шрейнер, Кнауфф и др.) используем твердость по Моосу. Основанием для этого является то, что твердость отдельных минералов, слагающих горную породу, во многом определяет ее твердость как агрегата, а в справочной литературе приводятся данные о твердости минералов, как правило, по Моосу (R_{Mi}).

Полагаем, что по результатам минералогического анализа известно содержание порообразующих минералов (M_i , %). Твердость минералов, слагающих породу, известна по справочным данным. Тогда средневзвешенную твердость породы, как агрегата, состоящей из k минералов, определим по выражению:

$$R_p = 0.01 \cdot \sum_{i=1}^k M_i \cdot R_{Mi}, \quad \sum_{i=1}^k M_i = 100.$$

С повышением средневзвешенной твёрдости породы, как агрегата состоящего из k минералов, её сопротивление разрушению возрастает. Следовательно, для учета этого свойства используем выражение по типу (1), записав его в виде:

$$R = 2.8854 \cdot \ln(R_p) + 1; \quad 1 \leq R_p \leq 7. \quad (6)$$

2.4. Влажность горных пород. Из всего множества показателей определяющих содержание воды, используем показатель «естественной влажности» пород (W) по ГОСТ 5180-84. Все категории воды (свободная, связанная, капиллярная и др.), находящиеся в породе, существенно влияют на многие её свойства в том числе деформируемость и прочность горных пород. Связанная вода влияет не только на прочность осадочных пород. Не в меньшей мере её влияние сказывается и на прочности магматических, метаморфических пород. Естественная влажность (W_p) для полускальных и скальных горных пород, согласно [4], находится в пределах $0.5 \div 23$ %. Поскольку с повышением влажности горных пород прочность их снижается, то для отражения этого положения, воспользуемся формулой по типу (2), приняв опорное значение влажности $W_0 = 23$ %:

$$W = 1 - 2.8854 \cdot \ln\left(\frac{W_p}{23}\right), \quad (7)$$

$$0.5 \leq W_p \leq 23.$$

3. Совокупная оценка структурных свойств горных пород

По выражениям (4) - (7) выполнено безразмерное представление основных структурных свойств горной породы, входящих в группу необходимых и достаточных для характеристики её как сложного физического тела. Другие физические свойства пород (плотность, теплоёмкость, теплопроводность, электропроводность и пр.) во многом определяются представленными в (4)-(7), но не относятся к структурным. Следовательно, их совокупность, определённая в виде суммы параметров (3), является обобщённой характеристикой структурного строения исследуемого образца горной породы (G):

$$G = Z_p + P_p + R_p + W_p. \quad (8)$$

Подставив в (8) выражения (4)-(7) получим:

$$G = 4 - 2.8854 \left[\ln\left(\frac{Z_p}{14}\right) + \ln\left(\frac{P_p}{30}\right) + \ln\left(\frac{W_p}{23}\right) - \ln\left(\frac{R_p}{1}\right) \right] \quad (9)$$

Приняв в (9) максимальные и минимальные пределы значений показателей свойств (пределы их представлены в (4)-(7)), определим, что G для скальных и полускальных горных пород может изменяться в пределах $8.8 \leq G \leq 56.6$.

Такова методическая база, используемая нами для оценки структурных свойств горных пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барон Л.И., Глатман Л.Б. Контактная прочность горных пород. – М.: Недра, 1966.
2. Опарин В.Н., Танайно А.С. Каноническая шкала иерархических представлений в горном породоведении. – Новосибирск: Наука, 2011.
3. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика): справочник геофизика. – М.: Недра, 1976.
4. Справочник (кадастр) физические свойства горных пород / Под ред. Н.В. Мельникова, В.В. Ржевского, М.М. Протодяконова. – М.: Недра, 1975.

ФОТОДОКУМЕНТАЦИЯ СИСТЕМ ТРЕЩИН В ПОРОДНОМ МАССИВЕ

Александр Петрович Тапсиев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, заместитель директора ИГД СО РАН, тел. (383) 217-08-21, e-mail: atapsiev@misd.nsc.ru

Владимир Александрович Усков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, ведущий научный сотрудник, тел. (383) 217-06-46, E-mail: labprrm@list.ru

В статье описан метод фотодокументации систем трещин в породном массиве на примере карьера «Чернореченский» и возможность расчета с его помощью некоторых физико-механических характеристик.

Ключевые слова: фотодокументация, системы трещин, породный массив, физико-механические свойства.

THE PHOTO-FIXING SISTEM OF FRACTURE IN ROCK MASS

Aleksandr P. Tapsiev

Federal State Budget Institution of Science Institute of Mining n. by N. A. Chinakal Siberian Branch Russian Academy of Sciences, t. Novosibirsk, Krasny prospect, 54, vice-director IGD SO RAN, tel. (383) 217-08-21, E-mail: atapsiev@misd.nsc.ru

Vladimir A. Uskov

Federal State Budget Institution of Science Institute of Mining n. by N. A. Chinakal Siberian Branch Russian Academy of Sciences, t. Novosibirsk, Krasny prospect, 54, leading sciences researcher, tel. (383)217-06-46, E-mail: labprrm@list.ru

This paper describes the method of photo-fixing system of fracture in rock mass, for example Black River quarry, and possible calculation of a result same physic-mechanical property.

Key words: photo-fixing, system of fracture, rock mass, physic-mechanical property.

В горном производстве фото-документация – это процесс фиксирования на какие-либо носители реального изображения строения массива горных пород, вскрываемого горными выработками. Обычно фиксируют формы контактов руды и вмещающих пород, особенности залегания слоев осадочных толщ, тектонические нарушений и системы трещин.

Фото-документация, как метод обладает большой наглядностью, так как отражает малейшие подробности строения реального массива горных пород, которые не всегда возможно точно отобразить в полевых условиях и зафиксировать на бумажных носителях (пикетажная книжка или рабочий журнал). При ведении горных работ массив срабатывается, картина залегания

пластов пород и положение трещин в массиве изменяется. Незафиксированная информация теряется безвозвратно, в то время как оцифрованная информация может быть многократно использована для построения объемных блочных моделей месторождения или оценки физико-механических свойств массива.

Для крупных месторождений определение физико-механических характеристик массива должно вестись с учетом структурного ослабления его на конкретных участках. Так для Ковдорского месторождения институтом «ВИОГЕМ» выделено 20 инженерно-геологических блоков [1], отличающихся по физико-механическим характеристикам массива. Современное проектирование, геологическое и маркшейдерское сопровождение горных работ с использованием систем автоматизации горных работ, также должно учитывать реальные характеристики массива [2,3]. Появление на горных предприятиях таких современных сканирующих лазерных устройств как Optech, Leica Scan Station и др. открывает новые перспективы для развития методов фото-документации и лазерного сканирования массива, существенно облегчая привязку объектов к топографической сети и соблюдение масштаба при съемке.

Процесс отображения массива в плоское или объемное его изображение выполняется с соблюдением масштаба и должен иметь привязку к местной маркшейдерской сети координат месторождения и к высотной отметке. Ориентация изображения по сторонам света и направление съемки также должны быть зафиксированы в документации. При выполнении этих условий обеспечивается максимальная достоверность полученных данных. Ниже приведен пример (рис. 1) привязки плоского двухмерного изображения уступа карьера «Чернореченский» на плане горных работ.

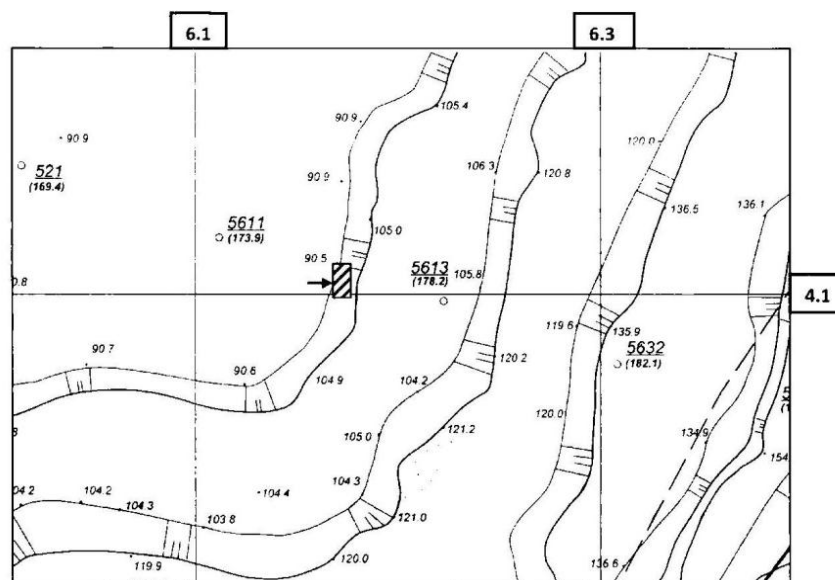
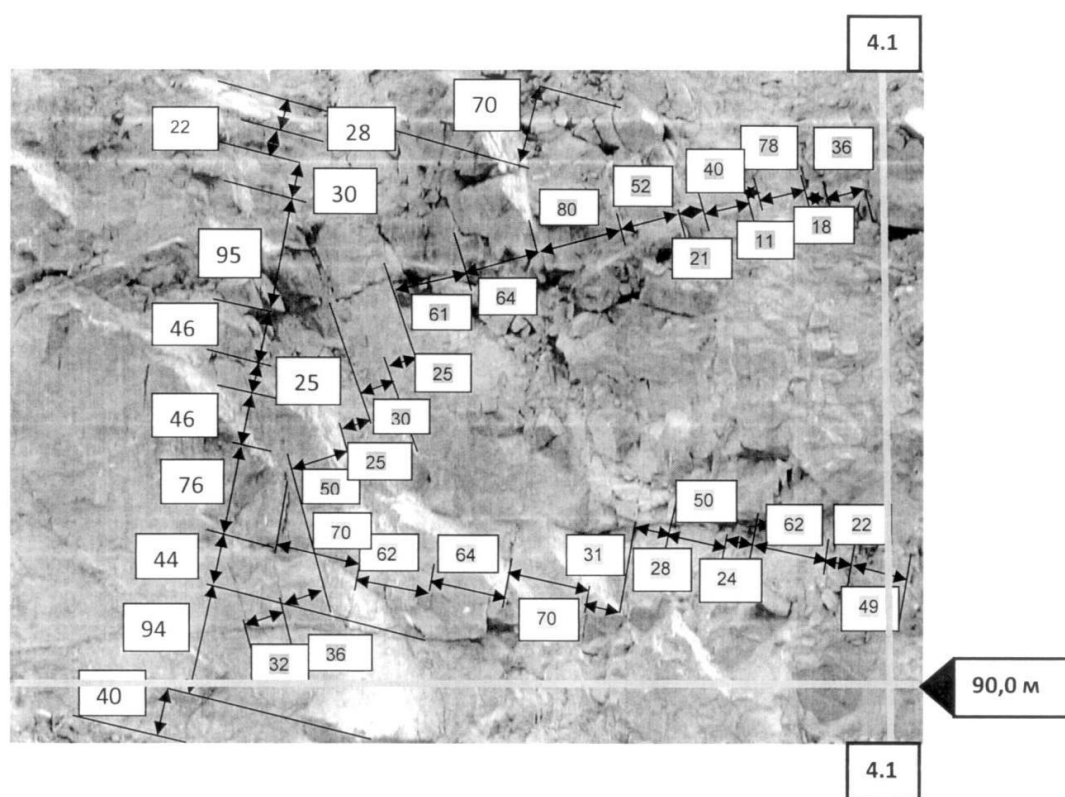


Рис. 1. Пример нанесения единичного фотоизображения восточного борта карьера «Чернореченский» на план горных работ

Основная информация этого изображения — характеристика трещиноватости восточного борта карьера. Известняки карьера «Чернореченский» относятся к средне трещиноватым скальным породам.



Результаты расчета среднего расстояния между трещинами приведены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика трещиноватости восточного борта карьера

Система трещиноватости	Азимут падения, град.	угол падения, град.	Характеристика трещин	Расстояние между трещинами, см.								Число замеров	Среднее расстояние, см	$L_{ср} = 46,6$ см
				1-5		5-10		10-20		> 20				
				кол.	%	кол.	%	кол.	%	кол.	%			
1	269 - 271	59 - 61	Ширина до 1 мм; шероховатость -средняя	-	-	-	-	-	-	12	100	12	51,3	
3	194 - 198	71 - 73	Ширина до 1 мм; шероховатость-средняя	-	-	-	-	2	13	14	87	16	41,9	
4	4-8	72-74	Ширина - волосяные; шероховатость -средняя	-	-	-	-	-	-	11	100	11	48,4	

По результатам расчетов строится роза-диаграмма трещиноватости массива известняков восточного борта карьера (рис. 3).

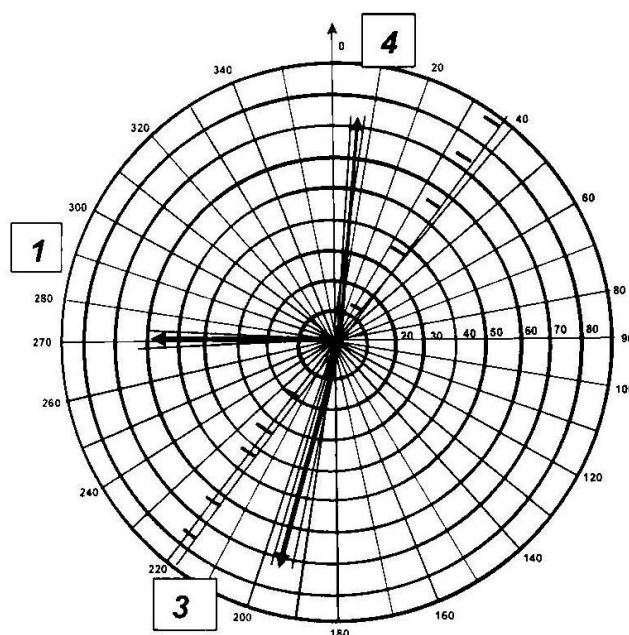


Рис. 3. Роза-диаграмма трещиноватости массива известняков восточного борта Карьера «Чернореченский»

По данным обработки изображения можно определить удельное сцепление пород в массиве и коэффициент его структурного ослабления.

Величина сцепления для породного образца C_0 , МПа определяется по результатам испытаний на одноосное сжатие по формуле [4]:

$$C_0 = \sigma_{сж} / 2 \operatorname{tg}(45 - \varphi/2), \quad (1)$$

где $\sigma_{сж}$ – предел сопротивления породы при одноосном сжатии, МПа ($\sigma_{сж} = 7,4$ МПа); φ – угол внутреннего трения, град (табл. 2).

Величину сцепления породы в массиве с учетом его трещиноватости (C_m) определяют по эмпирической зависимости, установленной на основании большого числа натурных испытаний [4]:

$$C_m = C' + \frac{C_o - C'}{1 + \alpha \ln\left(\frac{H}{\bar{l}}\right)}, \quad (2)$$

где H - наибольший размер области возможных деформаций (для карьеров – полная высота борта), м; где $\bar{l}$ - среднее расстояние между трещинами всех систем, м (табл. 1); $\alpha = 5$ - коэффициент, зависящий от прочности пород в образце и характера трещиноватости; C_o - сцепление в образце, МПа; C' - сцепление по трещинам ($C' = 0,75 \text{ т/м}^2 = 0,075 \text{ МПа}$), [4].

Степень снижения прочности массива характеризует коэффициент структурного ослабления k_{co}

$$k_{co} = C_m / C_o, \quad (3)$$

где C_m , C_o - удельное сцепление пород в массиве и образце соответственно, МПа.

Интенсивность трещиноватости ω определяют по формуле [4]

$$\omega = \frac{1}{\bar{l}}, \quad (4)$$

Анализ распределения отдельных систем трещин показал, что наиболее распространены в борту карьера диагональные трещины (система 4) – до 36 %.

Результаты расчета основных физико-механических характеристик массива для восточного борта карьера известняков представлены в табл. 2.

Таблица 2. Сравнение физико-механических характеристик в образце и в массиве для карьера известняков ЗАО «Чернореченский карьер»

Физико-механические характеристики									
в образце			в массиве						
C_o , МПа	Φ_o	γ_o , МН/м ³	ω , м ⁻¹	k_{co}	C_m , МПа	α	$\bar{l}$, м	Φ_m	γ , МН/м ³
26,7	31,5	0,028	2,14	0,039	1,05	5	0,466	29,0	0,028

Сравнение основных физико-механических характеристик массива и образца (табл. 2) показывает, что удельное сцепление пород в массиве и образце от влияния трещин различаются более чем в 25 раз. Метод фото-документации систем трещин на примере карьера «Чернореченский» показывает возможность оценки с его помощью некоторых физико-механических характеристик породного массива.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Козырев А. А., Каспарьян Э. В., Рыбин В.В. О новых подходах к оценке устойчивости бортов карьеров в скальных породах // Труды международной конференции «Геодинамика и напряженное состояние недр Земли». – Новосибирск: Изд-во ИГД СО РАН, 2004, с. 231-237.

2. Чередников О. В., Бодалов В. Е. Автоматизированная система инженерного обеспечения горных работ // Горный журнал.– 2010. – № 6.
3. Шабаров А. Н. Концепция геодинамического моделирования месторождений // ГИАБ.– 2001. – №6.
4. Методические указания по определению углов наклона бортов, откосов уступов и отвалов строящихся и эксплуатируемых карьеров / Г.Л. Фисенко, В.Т. Сапожников, А.М. Мочалов, В.И. Пушкарёв, Ю.С. Козлов. – Л.: ВНИМИ, 1972. – 165 с.

© А.П. Татсиев, В.А. Усков, 2012

РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ УГЛЕМЕТАНА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГАЗОГИДРАТНЫХ НАНОТЕХНОЛОГИЙ

Александр Яковлевич Хавкин

Институт проблем нефти и газа РАН, главный научный сотрудник, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, КНИТУ, профессор, доктор технических наук, 119333, Москва, ул. Губкина, 3, ИПНГ РАН, 8(916)654-44-24, e-mail: aykhavkin@yandex.ru.

Показано, что применение газогидратных технологий с учетом наноявлений позволит очистить шахтный воздух от метана, который затем можно использовать в качестве горючего. Также дегазация шахтного воздуха снизит аварийность при добыче угля шахтным способом.

Ключевые слова: углеметан, газогидрат, переработка и использование, снижение аварийности.

COILMETANE RESOURCE SAVINGS WITH APPLICATION GASHYDRATES NANOTECHNOLOGIES

Alexander Ya. Khavkin

Institute for Problems of Oil&Gas RAS, Chief scientific researcher, RSU of Oil&Gas named af. I.M.Gubkin, RNRTU, Prof., Doct. Tech. Sc., 119333, Moscow, Gubkin st., 3, IPO&G RAS, 8(916)654-44-24, e-mail: aykhavkin@yandex.ru.

It is shown that application gashydrates technologies with the nanophenomena account will allow to clear of mine air from methane which then can be used as fuel. Also clearing of mine air will lower breakdown susceptibility by a coal mining way.

Key words: coilmethane, gashydrate, processing and use, reduction in breakdown susceptibility.

24 января 2012 г. Председатель Правительства РФ В.В. Путин провел в шахтерском городе Кемерово совещание «Об итогах реструктуризации и перспективах развития угольной промышленности» и подписал «Долгосрочную программу развития угольной промышленности России до 2030 года». В.В. Путин поставил задачу увеличить добычу угля в РФ с нынешних 336 млн. т до 430 млн. т в 2030 г. При этом В.В.Путиным было отмечено, что уже принято решение вложить дополнительные средства в НИОКРы по безопасности: «В целом сформирован на сегодняшний день целый набор административных и экономических рычагов, обязывающих работодателя строго соблюдать требования безопасности, вкладывать инвестиции в охрану труда. Мы закрепили это на нормативном уровне. Кардинально изменены и принципы оплаты труда горняков, и здесь также акцент сделан именно на безопасность труда, чтобы жизнь и здоровье горняка не приносились в жертву объемам добычи» [0].

Одним из важнейших аспектов соблюдения техники безопасности при шахтной добычи угля является очистка шахтной воздушной среды от метана, и

не просто очистка, а превращение угольного метана в энергетический продукт, обеспечивая тем самым энергосбережение углеметана. За счет использования энергоресурса углеметана планируется полностью обеспечить предприятия и население Кемеровской области метаном, и на электростанциях – за счет метана планируется выработка электрической энергии [2].

Доказанные запасы угля в России составляют более 157 млрд. т [3], но добыча угля в России осложняется тем, что в нашей стране средняя метаноносность угольных пластов превышает среднемировую метаноносность в 1,7 раза, составляя более 100 м³ метана на 1 т угля [4]. При этом шахтным способом в России добывается более 100 млн. тонн угля в год [5].

Пыль и газообразные продукты в атмосфере горных выработок являются во многих случаях источниками профессиональных заболеваний, а также катализаторами возгораний и взрывов. Заболевания органов дыхания горняков являются самыми распространёнными (более 30%) при добычи угля: предельно допустимая концентрация (ПДК) метана в воздухе составляет 7 г/м³ [6]. Взрывы газа и пыли в подземных выработках сопровождается наибольшим числом жертв, а пожары – максимальным экономическим ущербом. Разработка метаноносных угольных пластов продолжает оставаться одним из основных факторов риска взрывов метано-пылевоздушных смесей с большими человеческими и экономическими потерями [7].

Динамика травматизма со смертельным исходом и аварийности при добычи угля на шахтах РФ показывает, что в шахтах угледобывающих бассейнов России гибнет ежегодно около 100 человек из-за взрывов метана, которые происходят во всех категориях шахт по газу, в целом 30-40 аварий в год [8]. Число погибших при авариях на угольных шахтах весьма значительно и в большинстве угледобывающих стран превышает 50 человек в год, иногда достигая 300-400 человек в год в таких странах как ЮАР, Япония, Индия [9].

Необходимость предварительной дегазации угольных пластов в России определена законодательно [10], что превращает задачу по эффективному извлечению углеметана из угольных шахт в правовую норму.

Существующие технологии удаления шахтного метана базируются на минимизации его просачивания во внутришахтное пространство [7, 8, 11, 12], а также на активной вентиляции шахт [13]. Активность вентиляции шахт ограничена скоростью потока воздуха в выработках и призабойном пространстве [13], что налагает ограничения на использование приточно-вытяжной вентиляции при протяжённых горных выработках, а также увеличивает затраты на создание вентиляционных систем шахт с протяжёнными выработками. Разбавление газа, поступающего из окружающего массива, до безопасных концентраций за счет вентиляционной струи свежего воздуха в основных выработках участка угледобычи ещё не является гарантией безопасности ведения работ в конкретном штреке. Эпизодические «всплески» концентрации метана могут превышать допустимые пределы и вызывать его воспламенения, переходящие во взрывы [7].

Проникновение метана в шахтный воздух вызвано тем, что относительно легко из угля может быть выделен свободный метан (примерно 30%), и еще

частично может быть выделен адсорбированный метан, общий объем которого составляет до 70% метана, содержащегося в угольном пласте. Извлечение адсорбированного метана, находящегося в виде твёрдого раствора в угле в порах размером 10 нм и менее [14-16], представляет наибольшую сложность.

Нанопоры в угольном пласте делают процесс предварительной дегазации угольных пластов различными способами весьма затратным и низкоэффективным, и значительное удаление метана из угольного пласта невозможно, пока в нём не будет проведена эффективная деструкция нанопор [16, 17], поскольку в процессе выработки нанопоры горного массива могут трансформироваться в метанопроводящие каналы, обеспечив их подвижным метаном.

Оказалось, что проблема утилизации и ресурсосбережения углеметана может быть решена путем перевода шахтного метана в газогидратную форму с последующим использованием этого газогидрата как топливо [18-20]. В имеющихся публикациях о возможности перевода метана в гидратную форму используется «клатратный» механизм образования гидрата, основанный на том, что молекула углеводорода входит в полость кристалла воды и находится в ней (из-за невозможности выхода) с образованием соединений-включений, которые носят название «клатрат» (например, [21]).

Вместе с тем, изучение nanoособенностей образования гидратов показало, что возможен «метониевый» механизм образования гидрата [22]. Суть его в том, что межплоскостное расстояние трех атомов водорода в тетрагональной молекуле метана превышает 0,22 нм, что позволяет проникнуть в эту тетраэдрическую полость протону, имеющему размеры менее 0,05 нм, и приводит к образованию из метана метастабильного иона метония CH_5^+ [23], который может существовать только в присутствии жидкой водной фазы за счет диссоциации. При последующей гидратации ион метония образует газогидрат.

Гидрат метана остаётся стабильным при невысоком давлении и умеренных отрицательных температурах [21]: гидрат метана остаётся стабильным при температуре -5°C и давлении менее 1 МПа. Это позволяет безопасно хранить гидрат метана, при этом емкость для его хранения будет иметь значительно меньшее рабочее давление, чем рабочее давление баллонов для хранения компримированного метана, а также будет менее требовательна к необходимому слою теплоизоляции в сравнении с криогенными сосудами, предназначенными для хранения сжиженного метана.

Плотность гидрата метана равна 913 кг/м^3 . Газовый гидрат объемом 1 м^3 содержит примерно 160 м^3 чистого газа и $0,85 \text{ м}^3$ воды (сжиженный газ содержит в 1 м^3 до 600 м^3 газа, но при значительно более высоком давлении). Для высвобождения метана из газогидратов требуется примерно в 15 раз меньше энергии, чем содержащаяся в самом метане тепловая энергия.

Наноразмерный подход на основе иона метония стал основой для поиска новых реагентов и технологий регулирования состояния газогидратов, что позволило обосновать нанотехнологию и установку перевода метана (в том числе из смеси с воздухом) в гидратную форму со значительной экономией энергии относительно традиционного перевода метана в метангидрат [18-20].

Таким образом, установка для работы шахтера в индивидуальном штреке мощностью 5 кВт будет иметь вес 70-100 кг и обеспечит очистку 1 м³ (при нормальных условиях) воздушной среды в минуту. Габариты установки 0,6 х 0,6 х 0,8 м. При концентрации метана 3% в воздушной среде такая установка утилизирует метана 5 м³ в час или 30 м³ за 6 часов. Установка мощностью 120 кВт (для основных штреков) обеспечит при концентрации метана 3% в воздушной среде очистку 30 м³ воздушной среды в минуту и утилизирует метана 70 м³ в час или 1,7 тыс. м³ метана в сутки. Габариты установки 2 х 2 х 3 м, вес 2,5 т.

При внезапных выбросах метана, мгновенная производительность указанных установок увеличится, что парирует эти увеличения концентрации метана.

Объем выделения метана в ряде шахт – 150-170 тыс. м³ в сутки [24]. Поэтому в такой шахте можно будет произвести 1 тыс. м³ метангидрата в сутки. Для его утилизации понадобится 10 установок мощностью 1,7 тыс. м³ метана в сутки. При стоимости 1 тыс. м³ метана на внутрироссийском рынке примерно \$100, получим, что за сутки будет вырабатываться метана на \$16 000, а за месяц – на \$480 000 (или 14 млн. руб.). При стоимости 1000 м³ метана на мировом рынке примерно \$400, получим, что за сутки будет вырабатываться метана на \$64 000, а за месяц – на \$2 000 000. Т.о. углеметангидрат – ценный продукт.

За счет уменьшения вероятности взрывов метана будут уменьшены возможные потери из-за таких взрывов, и поэтому также будут сэкономлены значительные средства от потерь на восстановление шахт после таких взрывов.

Нанотехнологии перевода углеметана в гидратную форму позволят обеспечить рентабельное ресурсосбережение, хранение, транспорт и бытовое использование углеметана.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Совещание «Об итогах реструктуризации и перспективах развития угольной промышленности» 24 января 2012г. [Электронный ресурс] // Режим доступа: Интернет, <http://правительство.рф/docs/17848/>.
2. Тулеев А.Г. Угольный регион становится газо-угольным // Нефть России. – 2011. – № 2. – С. 32-39.
3. BP Statistical Review of World Energy, June 2011 [Электронный ресурс] // Англ. – Режим доступа: Интернет, bp.com/statisticalreview/, 30 p.
4. Рубан А.Д. Проблема шахтного метана в России // Уголь. – 2012. – № 1.
5. Таразаров И. Итоги работы угольной промышленности России за январь-сентябрь 2011 года // Уголь. – 2011. – № 12.
6. Гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [Электронный ресурс] // Режим доступа: Интернет.
7. Шувалов Ю.В., Смирнов Ю.Д. Твердеющие смеси для защиты от негативного воздействия техногенеза и окружающей среды [Электронный ресурс] // Режим доступа: Интернет. – Популярное бетоноведение. – 11.06.2008.
8. Шувалов Ю.В. Безопасность жизнедеятельности трудящихся в горнодобывающих регионах Севера // С.-Пб.: МАНЭБ. – 2006.

9. Гражданкин А.И. Крупнейшие промышленные аварии: из углепрома в постиндустрию // Безопасность труда в промышленности – 2011. – № 8. – С. 60.
10. Федеральный закон РФ от 26 июля 2010 г. № 186-ФЗ «О внесении изменений в статьи 1 и 14 Федерального закона «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] // Режим доступа: Интернет.
11. Угольная промышленность за рубежом / Зайденварг В.Е., Гаркавенко Н.И., Афендинов В.С. и др. // М.: Горная промышленность. – 1993. – 389 с.
12. Чубриков А.В. Применение полимерных технологий для повышения эффективности и безопасности горных работ // Безопасность труда в промышленности. – 2006. – № 9.
13. ПБ 05-618-03. «Правила безопасности в угольных шахтах» [Электронный ресурс] // Режим доступа: Интернет.
14. Айруни А.Т. Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах // М.: Наука. – 1987. – 310 с.
15. Жекамухов М.К., Жекамухова И.М. К проблеме внезапных выбросов угля в шахтах [Электронный ресурс] // Эл. журнал «Исследовано в России». – 2003. – № 4. – С. 526-538.
16. Хавкин А.Я. Уголь как нанокolleктор природного газа // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям, Материалы Конференции в г. Москва 18-19 ноября 2008г. – ГД РФ. – М.: Нефть и газ. – 2008. – С. 236-237.
17. Хавкин А.Я. Учет наноразмерных явлений при «работе» с метаном угольных пластов // Добыча метана из угольных отложений. Проблемы и перспективы, 31 марта 2010 г. – РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – CD. – 4с.
18. Хавкин А.Я. Нанотехнологические инновации в газовой промышленности // Газовый бизнес. – 2009. – март-апрель. – С. 62-64.
19. Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа / под ред. член-корр. РАН Г.К. Сафаралиева // М.: ИИКИ. – 2010. – 692 с.
20. Хавкин А.Я. Применение нанотехнологий для утилизации метана // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям, Материалы Конференции в г. Москва 21-22 октября 2010г. – М.: Нефть и газ. – 2010. – С. 420-421.
21. Временная инструкция по предупреждению и ликвидации гидратов в системах добычи и транспорта газа / Ю.Ф.Макогон, А.Г. Малышев, А.Д.Седых и др. // М.: ВНИИГАЗ. – 1983. – 132с.
22. Сорокин А.В., Хавкин А.Я. О механизме гидратообразования / РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, Научный Совет РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти и газа, Международная научно-техническая конференция «Нефть, газ Арктики», М., 2006 // М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2007. – С. 227-236.
23. Тальрозе В.Л., Любимова А.К. Вторичные процессы в ионном источнике масс-спектрометра // ДАН СССР. – 1952. – т. 86. – С. 909-912.
24. Крапчин И.П., Митрофанов В.О. Эффективность утилизации шахтного метана и влияние его использования на экономику угледобывающих предприятий // Уголь. – 2001. – № 9.

О ЗАВИСИМОСТИ ПРЕДЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК В ЗАДАЧЕ О ВНЕДРЕНИИ ИНСТРУМЕНТА В ПЕРВОНАЧАЛЬНО АНИЗОТРОПНУЮ ПОЛУПЛОСКОСТЬ ОТ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДЫ. Ч. 1. ЗАДАЧА О ШТАМПЕ

Анвар Исмагилович Чанышев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН) 630091, Новосибирск, Красный просп., д. 54, заведующий лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Ольга Евгеньевна Белоусова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН) 630091, Новосибирск, Красный просп., д. 54, заведующий лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Решается задача о вдавливании жесткого штампа в жесткопластическую анизотропную полуплоскость. Исследуется влияние анизотропии материала на значения предельной нагрузки.

Ключевые слова: анизотропия, жесткий штамп, жесткопластическая полуплоскость.

DEPENDING ON LIMIT LOADS IN THE PROBLEM FOR THE IMPLEMENTATION TOOL FROM ORIGINAL ANISOTROPIC HALF-PLANE ELASTIC PARAMETERS OF AN ANISOTROPIC MEDIUM. PART 1. PROBLEM OF A STAMP

Anwar I. Chanyshev

Federal State-funded institution of science n.a. Chinakal Institute of mining Siberian branch Russian Academy of Sciences (IM SB RAS) 630091, Novosibirsk Red avenue., 54, head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

Olga E. Belousova

Federal State-funded institution of science n.a. Chinakal Institute of mining Siberian branch Russian Academy of Sciences (IM SB RAS) 630091, Novosibirsk Red avenue., 54, head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: belousova_o@ngs.ru

The problem of indentation of a hard punch in the rigid anisotropic half-plane. The effect of anisotropy of the material on the values of limit load.

Key words: anisotropy, a hard punch, rigid half-plane.

Решению задачи о внедрении в жесткопластическую полуплоскость посвящены работы [1-3]. Имеются решения Прандтля, Хилла, имеется выражение предельной нагрузки в зависимости от предела упругости среды на сдвиг. Ниже рассматривается аналогичная задача, но для первоначально анизотропного материала полуплоскости.

Рассматривается плоское деформированное состояние. Закон Гука для среды в системе координат x, y, z имеем в виде:

$$\begin{cases} \sigma_x = a_{11}\varepsilon_x + a_{12}\varepsilon_y, \\ \sigma_y = a_{12}\varepsilon_x + a_{22}\varepsilon_y, \\ \tau_{xy} = a_{33}\varepsilon_{xy}, \end{cases} \quad (1)$$

где $a_{i,j}$ - упругие жесткости, деформация $\varepsilon_z = 0$, напряжение σ_z определяется из каких-то более общих выражений для поддержания условия $\varepsilon_z = 0$.

Задача заключается, во-первых, в определении уравнений пластичности для такой среды и, второе, в построении решения для определения предельной нагрузки при вдавливании в нее жесткого штампа.

При решении первой задачи введем следующие обозначения для тензоров напряжений T_σ и деформации T_ε :

$$T_\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} \\ \tau_{xy} & \sigma_y \end{pmatrix}, \quad T_\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x & \varepsilon_{xy} \\ \varepsilon_{xy} & \varepsilon_y \end{pmatrix}.$$

Введем в рассмотрение исходный тензорный базис T_1, T_2, T_3 с координатами

$$T_1 = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad T_2 = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}, \quad T_3 = \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{pmatrix}. \quad (2)$$

Скалярное произведение тензоров определяется здесь формулой

$$(T_\sigma, T_\varepsilon) = \sigma_{ij}\varepsilon_{ij},$$

где по повторяющимся индексам производится суммирование.

Тензоры T_σ, T_ε в базисе T_1, T_2, T_3 имеют разложения $T_\sigma = S_i^0 T_i$, $T_\varepsilon = \mathcal{E}_i^0 T_i$, где S_i^0 , $\mathcal{E}_i^0$ - координаты.

Закон Гука (1) в базисе (2) можно записать в виде:

$$\begin{pmatrix} S_1^0 \\ S_2^0 \\ S_3^0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 \\ a_{12} & a_{22} & 0 \\ 0 & 0 & a_{33} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Omega_1^0 \\ \Omega_2^0 \\ \Omega_3^0 \end{pmatrix}. \quad (3)$$

Исходя из (3), найдем собственные числа и собственные векторы матрицы упругих жесткостей. Имеем уравнение для определения собственных чисел:

$$|A - \lambda E| = 0,$$

корни которого:

$$\lambda_1 = \frac{a_{11} + a_{22}}{2} + \sqrt{\left(\frac{a_{11} - a_{22}}{2}\right)^2 + a_{12}^2}, \quad \lambda_2 = \frac{a_{11} + a_{22}}{2} - \sqrt{\left(\frac{a_{11} - a_{22}}{2}\right)^2 + a_{12}^2}, \quad \lambda_3 = a_{33}.$$

Для собственных чисел λ_1, λ_2 собственные векторы $\vec{b}_1, \vec{b}_2$ имеют вид:

$$\vec{b}_1 = (\cos \alpha, \sin \alpha, 0),$$

$$\vec{b}_2 = (-\sin \alpha, \cos \alpha, 0),$$

(4)

$$\text{где } \operatorname{tg} 2\alpha = \frac{2a_{12}}{a_{11} - a_{22}}.$$

Собственный вектор $\vec{b}_3$ при этом равен: $\vec{b}_3 = (0, 0, 1)$.

Возвращаясь от собственным векторам к тензорам, имеем:

$$\begin{aligned}
B_1 &= \cos \alpha \cdot T_1 + \sin \alpha \cdot T_2 + 0 \cdot T_3 = \begin{pmatrix} \cos \alpha & 0 \\ 0 & \sin \alpha \end{pmatrix}, \\
B_2 &= -\sin \alpha \cdot T_1 + \cos \alpha \cdot T_2 + 0 \cdot T_3 = \begin{pmatrix} -\sin \alpha & 0 \\ 0 & \cos \alpha \end{pmatrix}, \\
B_3 &= \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{pmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{pmatrix}.
\end{aligned} \tag{5}$$

Тензоры T_σ, T_ε в новом базисе B_1, B_2, B_3 имеют координаты

$$\begin{aligned}
S_1 = (T_\sigma, B_1) &= \sigma_x \cos \alpha + \sigma_y \sin \alpha, \quad S_2 = -\sigma_x \sin \alpha + \sigma_y \cos \alpha, \quad S_3 = \sqrt{2} \tau_{xy}, \\
\Omega_1 = (T_\varepsilon, B_1) &= \varepsilon_x \cos \alpha + \varepsilon_y \sin \alpha, \quad \Omega_2 = -\varepsilon_x \sin \alpha + \varepsilon_y \cos \alpha, \quad \Omega_3 = \sqrt{2} \varepsilon_{xy}.
\end{aligned} \tag{6}$$

Отметим, что в силу определения собственных чисел имеем в упругости

$$S_1 = \lambda_1 \Omega_1, \quad S_2 = \lambda_2 \Omega_2, \quad S_3 = \lambda_3 \Omega_3. \tag{7}$$

Критерии пластичности такой среды зависят от кратности собственных чисел [4,5]. Если все числа различные: $\lambda_1 \neq \lambda_2 \neq \lambda_3$, то критериями пластичности будут служить следующие выражения:

$$|S_1| = K_1, \quad |S_2| = K_2, \quad |S_3| = K_3, \tag{8}$$

где K_1, K_2, K_3 - критерии пластичности в направлениях тензоров B_1, B_2, B_3 .

Если два числа, например, $\lambda_2 = \lambda_3$ равны, то условием пластичности такой среды будет служить выражение [4,5]:

$$\sqrt{S_2^2 + S_3^2} = K. \tag{9}$$

Если три числа будут совпадать, то критерием пластичности будет служить выражение [4,5]:

$$\sqrt{S_1^2 + S_2^2 + S_3^2} = K, \tag{10}$$

где K - экспериментально определяемая величина, константа материала.

Отметим, что переход материала в неупругое состояние предсказывается формулами (8), (9), (10) потому, что, как следует из (5), собственные тензоры B_1, B_2, B_3 не зависят в упругости ни от напряжений, ни от деформаций и изменения напряжений и деформации по ним происходят в соответствии с (7), то есть без эффекта Пуассона.

Вторая задача решается с применением формул (8), (9), (10) и гипотезы о том, что собственные тензоры, определенные в упругости, остаются собственными и в пластичности [4,5].

Приведем решение задач о вдавливании жесткого штампа. В случае $S_2 = K_2, S_3 = K_3$ решение задачи для штампа имеет вид:

$$\sigma_y = -\frac{2K_2 + K_3 \sqrt{\sin 2\alpha}}{\cos \alpha}, \tag{11}$$

где $\tan \alpha$ определяется (4). При этом необходимо приложить к вертикально вдавливаемому штампу силу $P = \sigma_y 2a$, где $2a$ - ширина штампа.

На рис. 1а приведена зависимость $\frac{\sigma_y}{K_2}$ от параметра α при отношении $\frac{K_3}{K_2}=0,1$ – линия 1, при отношении $\frac{K_3}{K_2}=1$ – линия 2, при отношении $\frac{K_3}{K_2}=5$ – линия 3. На рис.1б показана зависимость $\frac{\sigma_y}{K_2}$ от параметра $\frac{K_3}{K_2}$ при $\alpha = \frac{\pi}{6}$ – линия 1, при $\alpha = \frac{\pi}{4}$ – линия 2, при $\alpha = \frac{\pi}{6}$ – линия 3.

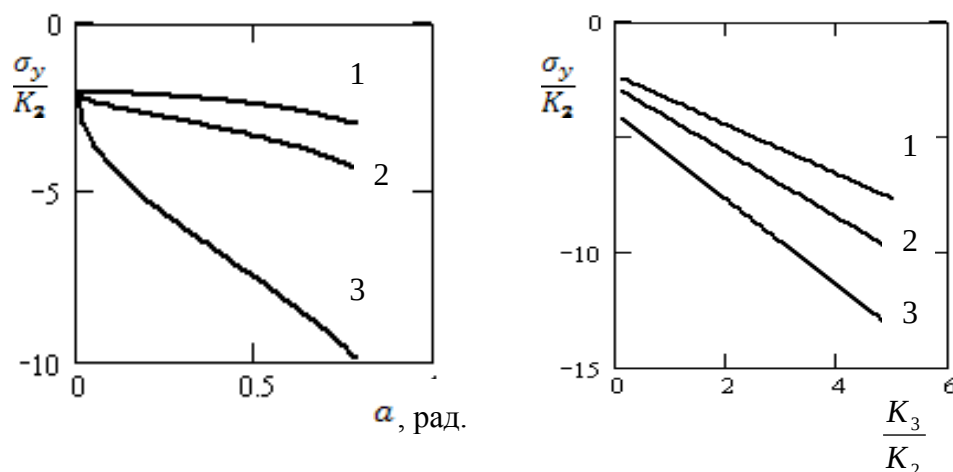


Рис. 1а. Зависимость $\frac{\sigma_y}{K_2}$ от параметра α при отношении $\frac{K_3}{K_2}=0,1$ – линия 1, при отношении $\frac{K_3}{K_2}=1$ – линия 2, при отношении $\frac{K_3}{K_2}=5$ – линия 3.

Рис. 1б. Зависимость $\frac{\sigma_y}{K_2}$ от параметра $\frac{K_3}{K_2}$ при $\alpha = \frac{\pi}{6}$ – линия 1, при $\alpha = \frac{\pi}{4}$ – линия 2, при $\alpha = \frac{\pi}{6}$ – линия 3

В случае $\alpha = \pi/4$, $K_2 = K_3 = \sqrt{2}K$ критическое давление будет равно $\sigma_y = -6K$,

в то же время в решении Прандтля

$$\sigma_y = -(\pi + 2)K.$$

В случае $\lambda_2 = \lambda_3$ критическое давление определяется формулой

$$\sigma_y = -2K \cos \alpha + 2K \operatorname{ctg} 2\alpha \sin \alpha + \frac{K}{2 \cos \alpha} [E(1, m^2) - E(-1, m^2)],$$

где E - эллиптический интеграл Лежандра 2-го рода, $m^2 = 1 - \sin 2\alpha$, $\operatorname{tg} \alpha$ определяется (4).

Учитывая определение $E(m^2)$, получаем приближенно

$$\sigma_y = -2K \cos \alpha + 2K \operatorname{ctg} 2\alpha \sin \alpha - \frac{K\pi}{2 \cos \alpha} + \frac{K\pi}{8 \cos \alpha} (1 - \sin 2\alpha) + \dots \quad (12)$$

Из (12) при $\alpha = \pi/4$ следует, что $\sigma_y = \tau_s(2 + \pi)$, где $\tau_s = \frac{\sqrt{2}K}{2}$ (решение совпадает с решением Прандтля). На рис. 2 показана зависимость $\frac{\sigma_y}{K}$ от угла α .

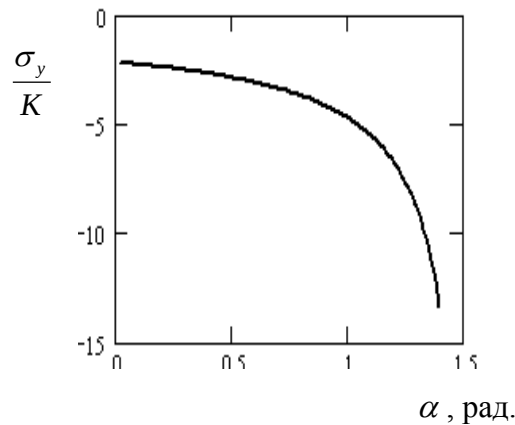


Рис. 2. Зависимость $\frac{\sigma_y}{K}$ от угла α

В случае $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3$ критическое давление получается равным $\sigma_y = -K$.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Прандтль Л. О твердости пластических материалов и сопротивлении резанию. Теория пластичности // Сб. статей – Москва. – ИИЛ. – 1963. – С. 70-79.
2. Хилл Р. Математическая теория пластичности // ГИТТЛ. – 1956.
3. Прагер В. Проблемы теории пластичности // Физматгиз. – 1958.
4. Чанышев А.И. О пластичности анизотропных сред // ПМТФ. – 1984. – № 4.
5. Чанышев А.И. О пластичности анизотропных сред // ПМТФ. – 1984. – № 5.

О ЗАВИСИМОСТИ ПРЕДЕЛЬНЫХ НАГРУЗОК В ЗАДАЧЕ О ВНЕДРЕНИИ ИНСТРУМЕНТА В ПЕРВОНАЧАЛЬНО АНИЗОТРОПНУЮ ПОЛУПЛОСКОСТЬ ОТ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ АНИЗОТРОПНОЙ СРЕДЫ. Ч. 2. ЗАДАЧА О КЛИНЕ

Анвар Исмагилович Чанышев

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН) 630091, Новосибирск, Красный просп., д. 54, заведующий лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

Ильгизар Маратович Абдулин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН) 630091, Новосибирск, Красный просп., д. 54, заведующий лабораторией разрушения горных пород, тел. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

Решается задача о вдавливании жесткого клина в жесткопластическую анизотропную полуплоскость. Исследуется влияние анизотропии среды на значение предельной нагрузки.

Ключевые слова: анизотропия, жесткий клин, жесткопластическая полуплоскость.

DEPENDING ON LIMIT LOADS IN THE PROBLEM FOR THE IMPLEMENTATION TOOL FROM ORIGINAL ANISOTROPIC HALF-PLANE ELASTIC PARAMETERS OF AN ANISOTROPIC MEDIUM. PART 2. PROBLEM ABOUT THE WEDGE

Anwar I. Chanyshev

Federal State-funded institution of science n.a. Chinakal Institute of mining Siberian branch Russian Academy of Sciences (IM SB RAS) 630091, Novosibirsk Red avenue., 54, head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

Ilgizar M. Abdulin

Federal State-funded institution of science n.a. Chinakal Institute of mining Siberian branch Russian Academy of Sciences (IM SB RAS) 630091, Novosibirsk Red avenue., 54, head. Laboratory of rock, tel. 335-97-50, e-mail: i.m.abdulin@mail.ru

Solving the problem of indentation of a rigid wedge in the rigid-anisotropic half-plane. Influence of anisotropy of the medium on the value of the limit load is investigated.

Key words: anisotropy, rigid wedge, rigid half-plane.

Решению задачи о внедрении жесткого клина в жесткопластическую полуплоскость посвящены работы [1-3]. Имеется решение Хилла, Ли и Таппера [1], имеется выражение предельной нагрузки в зависимости от предела упругости среды на сдвиг, угла заточки инструмента. Ниже рассматривается аналогичная задача, но для первоначально анизотропного материала полуплоскости.

Несколько слов о предлагаемой схеме решения. В [1] расчетная схема решения для первоначально изотропного материала имеет вид рис. 1а.

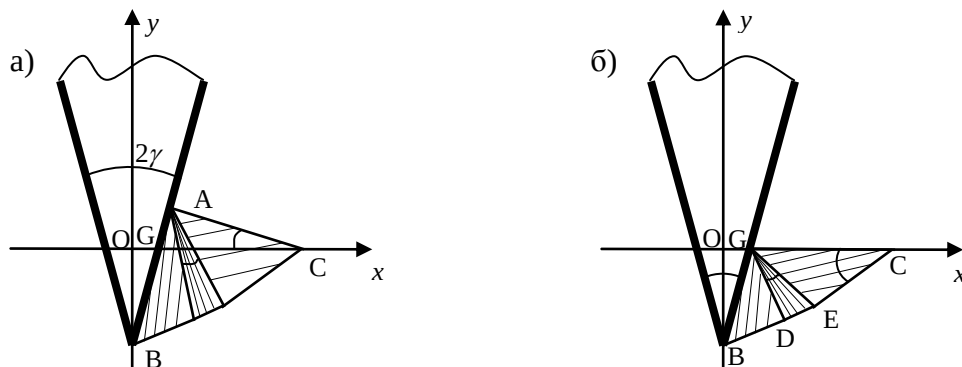


Рис. 1. Две схемы расчета задачи о клине

Здесь есть граничная линия AC , связанная с выдавливаемым материалом, при внедрении клина с раствором угла 2γ . Ее положение описывается из условия несжимаемости среды, выражающееся в равенстве площадей треугольников OBG и ACG . График изменения предельной нагрузки $p/2k$, действующей на грани клина BA , от угла γ имеет вид параболы на рис. 2 (сплошная линия).

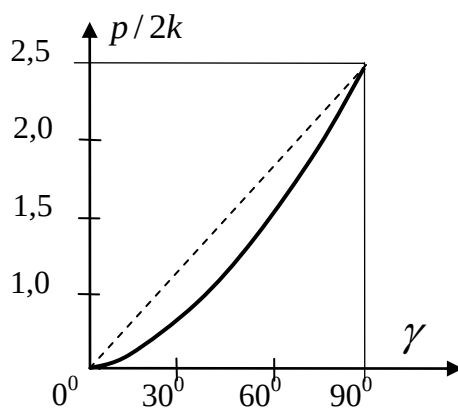


Рис. 2. Зависимость предельного давления от величины угла γ

Другая (предлагаемая) схема решения пренебрегает изменением границы AC полуплоскости, она представлена на рис. 1б. Здесь имеет место следующая схема расчета: есть углубление, в виде двугранного угла, в которое вставлен инструмент в форме клина с тем же самым углом заточки. Далее рассчитывается предельное давление и сила для того, чтобы получить указанное на рис. 1б распределение линий скольжения. На рис. 2 пунктиром отмечено решение по второй расчетной схеме. Отметим, что это решение не

предполагает несжимаемости среды и пригодно для расчета любых других моделей сред. Для первоначально изотропного тела оно имеет вид

$$p / 2k = 1 + \gamma,$$

где k – предел упругости на сдвиг.

Как следует из рис. 2 это решение дает несколько завышенное значение по сравнению с классическим, но также пригодно для оценки свойств режущего инструмента.

Используем теперь соотношения работы [1] для расчета предельной нагрузки в задаче о клине, но для первоначально анизотропного материала. Имеем закон Гука в системе координат x, y, z в виде

$$\begin{cases} \sigma_x = a_{11}\varepsilon_x + a_{12}\varepsilon_y, \\ \sigma_y = a_{12}\varepsilon_x + a_{22}\varepsilon_y, \\ \tau_{xy} = a_{33}\varepsilon_{xy}, \end{cases} \quad (1)$$

где a_{ij} – упругие жесткости. Имеем три вида условия пластичности для этого материала. Рассмотрим первый случай, соответствующий разным значениям собственных чисел матрицы упругих жесткостей. Условия пластичности имеют вид:

$$\begin{aligned} |S_2| &= |-\sigma_x \sin \alpha + \sigma_y \cos \alpha| = K_2, \\ |S_3| &= \sqrt{2} |\tau_{xy}| = K_3 \end{aligned} \quad (2)$$

где K_2, K_3 – пределы прочности среды, $\operatorname{tg} 2\alpha = 2a_{12} / (a_{11} - a_{12})$.

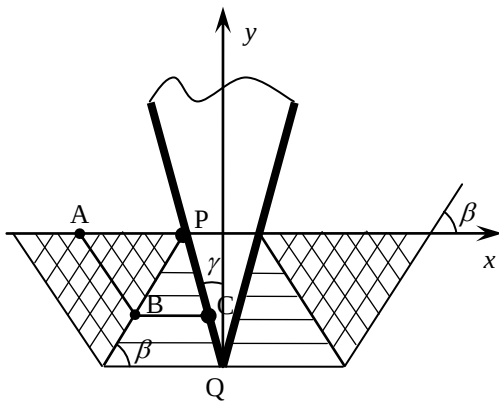


Рис. 3. Распределение поля характеристик в случае внедрения острого клина

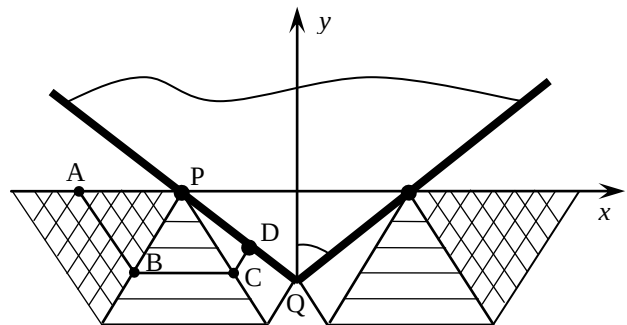


Рис. 4. Распределение поля характеристик в случае внедрения тупого клина

Поля линий скольжения в этом случае представлены на рис. 3 и рис. 4. На рис. 3 для случая $\operatorname{tg} \gamma \leq \sqrt{\operatorname{ctg} \alpha}$, на рис. 4 для случая $\operatorname{tg} \gamma > \sqrt{\operatorname{ctg} \alpha}$.

Рассмотрим подробнее эти рисунки. В треугольнике ABP выполняется условие пластичности

$$\sigma_x \sin \alpha - \sigma_y \cos \alpha = -K_2, \quad (K_2 > 0),$$

в треугольнике BPC

$$\tau_{xy} = -\frac{K_3}{\sqrt{2}}, \quad (K_3 > 0).$$

Отметим, что массив пород, описываемый системой уравнений (1), представляет собой слоистую среду. В треугольнике ABP происходит необратимое деформирование слоев, в треугольнике BPC происходит движение слоев друг по другу, в треугольнике PCD (рис. 4) так же деформируется материал слоев.

Построение решения задачи для случая рис. 3 начинается с точки A , для которой $\tau_{xy} = 0$, $\sigma_y = 0$. Далее рассматривается характеристика AB с уравнением

$$\frac{dy}{dx} = -\sqrt{\operatorname{tg} \alpha}, \quad (3)$$

вдоль которой справедливо соотношение на характеристике:

$$\sigma_x - \sqrt{\operatorname{ctg} \alpha} \tau_{xy} = \eta = \text{const}. \quad (4)$$

Используя граничные условия задачи для точки A и условия пластичности в треугольниках ABP , BPC , находим

$$\sigma_x^c = -\frac{K_2}{\sin \alpha} - \frac{\sqrt{\operatorname{ctg} \alpha} K_3}{\sqrt{2}}. \quad (5)$$

Если ввести трение на контакте «инструмент-порода», то давление p на площадку PQ оказывается равным

$$p = \frac{1}{1 - k_{fr} \operatorname{tg} \gamma} \left\{ \frac{K_2}{\sin \alpha} + \frac{K_3}{\sqrt{2}} (\operatorname{tg} \gamma + \sqrt{\operatorname{ctg} \alpha}) \right\}. \quad (6)$$

На рис. 5а приведена зависимость p/K_2 от параметра α при значении угла $\gamma = 15^\circ$ и для различных значений отношения $K_3/K_2 = (1/2, 1, 2, 3)$. На рис. 5б приведена зависимость p/K_2 от параметра γ при значении угла $\alpha = 30^\circ$ и для различных значений отношения $K_3/K_2 = (1/2, 1, 2, 3)$.

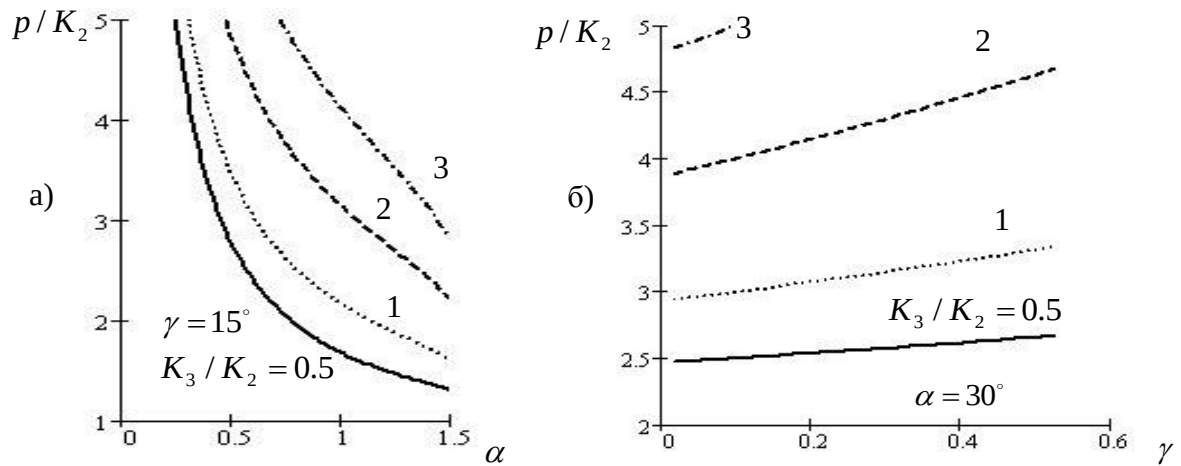


Рис. 5. Зависимость p/K_2 при различных значениях, α, γ отношения параметров K_3/K_2 указаны на графиках

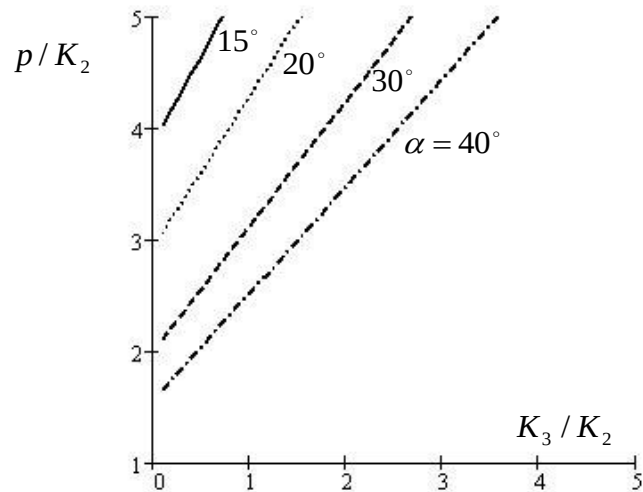


Рис. 6. Зависимость p/K_2 от параметра $\frac{K_3}{K_2}$ при различных значениях α , при $\gamma = 15^\circ$

На рис. 6 приведена зависимость p/K_2 от параметра $\frac{K_3}{K_2}$ при значении угла $\gamma = 15^\circ$ и при различных значениях параметра $\alpha = 15^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ$. Сила в направлении оси у для внедрения клина получается равной

$$F_y = 2H \operatorname{tg}(\gamma + \varphi_*) \left\{ \frac{K_2}{\sin \alpha} + \frac{K_3}{\sqrt{2}} (\operatorname{tg} \gamma + \sqrt{\operatorname{ctg} \alpha}) \right\}, \quad (7)$$

где φ_* – угол трения, H – глубина погружения клина. Аналогичное выражение предельной силы имеет место и для рис. 4.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Хилл Р. Математическая теория пластичности // ГИТТЛ, – 1956.
2. Друянов Б.А. Распределение напряжений под штампом с криволинейной подошвой // ПМТФ, № 6, 1961.
3. Соколовский В.В. Построение полей напряжений и скоростей в задачах пластического течения // Инж. Журнал, Т. 1, В. 3, 1961.
4. О зависимости предельных нагрузок в задаче о внедрении инструмента в первоначально анизотропную полуплоскость от упругих параметров анизотропной среды. Ч. 1. Задача о штампе (настоящий сборник).

© А.И. Чанышев, И.М. Абдулин, 2012

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ОТРАБОТКИ ПОДКАРЬЕРНЫХ ЗАПАСОВ НА РУДНИКЕ «АЙХАЛ» ПРИ ПОНИЖЕНИИ ГОРНЫХ РАБОТ

Василий Дмитриевич Барышников

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, заведующий лабораторией ДМСМП, тел. (383) 217-05-41, e-mail: vbar@misd.nsc.ru

Лидия Николаевна Гахова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, Красный проспект, 54, старший научный сотрудник лаборатории ДМСМП, тел. (383) 217-03-37

Рассмотрены условия отработки подкарьерных запасов рудника «Айхал» при нисходящем порядке выемки слоев. По результатам численного моделирования выполнена прогнозная оценка состояния нарезных и очистных выработок и обоснован порядок их отработки в слое, обеспечивающий безопасность горных работ.

Ключевые слова: численное моделирование, прогнозная оценка, слоевая система разработки, подкарьерные запасы.

PREDICTION ESTIMATE OF DEEP MINING CONDITIONS BELOW THE BOTTOM OF THE «AIKHAL» OPEN PIT MINE

Vasily D. Baryshnikov

N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences 54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091 Russia, PhD in Engineering, Head of the Rock's Mechanical Condition Diagnostics Laboratory, e-mail: vbar@misd.nsc.ru

Lidia N. Gakhova

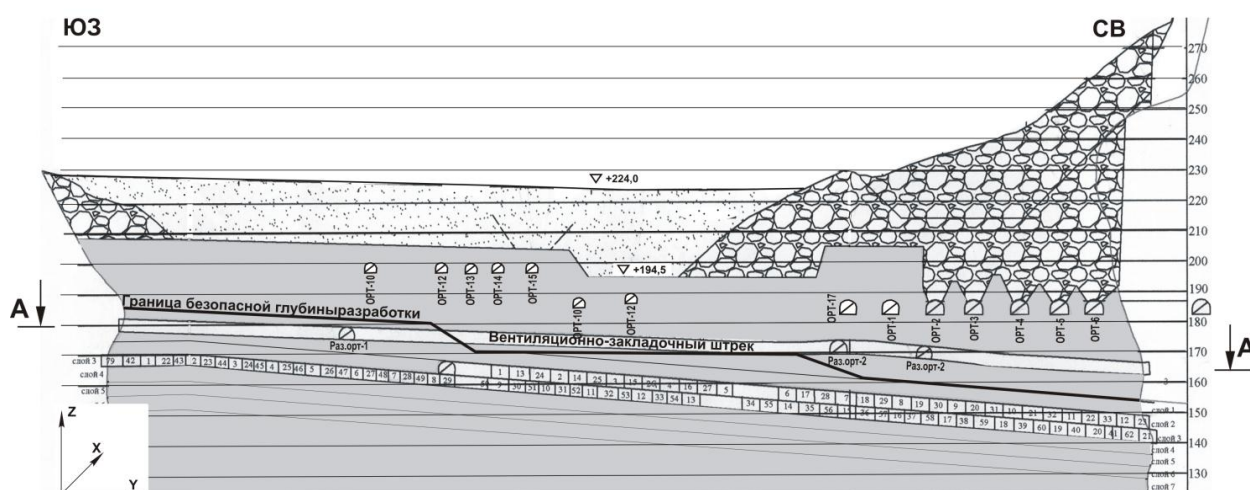
N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences 54 Krasny prospect, Novosibirsk, 630091 Russia, PhD in Physics and Mathematics, Senior Researcher of the Rock's Mechanical Condition Diagnostics Laboratory, e-mail: vbar@misd.nsc.ru

The conditions for deep top-down mining under the bottom of the “Aikhal” Open Pit Mine using the slicing method are analyzed in the article. Based on the numerical modeling results, the authors estimate conditions of temporary workings and stopes and substantiate their mining sequence in a layer, such that to ensure the mining safety.

Key words: numerical modeling, prediction estimate, slicing method, open pit subbottom reserves.

Подкарьерные запасы месторождения трубки «Айхал» (АК «АЛРОСА») отрабатываются с применением слоевой системы разработки с твердеющей закладкой и камерно-целиковым порядком выемки запасов в слое (рис.1). Безопасная глубина ведения очистных работ под отработанным карьером

принята равной 25 м. Из-за сложной горно-геологической и гидрогеомеханической ситуации в подкарьерной рудной толще (изрезанность подготовительно-нарезными выработками, наличие зумпфа и обводненных илов на дне карьера, влияние взрывных работ на состояние подкарьерного массива) очистные работы начаты с первоочередной отработки разрезного слоя 3; затем в восходящем порядке был отработан слой 2. При этом была сформирована рудная потолочина, для прогнозной оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) которой в процессе дальнейшего развития очистных работ (отработке слоев 4, 5) проведены численные расчеты с использованием метода граничных интегральных уравнений [1-4].



Анализ изменения геомеханической ситуации при отработке подсечного слоя 3 проводился по результатам численных расчетов и визуальных наблюдений, позволивших оценить допустимые значения величин напряжений в кровле ВЗШ и использовать их в качестве критериальных оценок в анализе условий отработки слоев 2, 1. На рис. 2 показана картина изолиний горизонтальных (σ_x) и вертикальных (σ_y) напряжений рудной потолочины по вертикальному сечению вдоль измерительного орта N2 на отм. +165 м после полной отработки слоя N3 с учетом реальной геометрии дна карьера в СВ его части. Следует отметить, что в сформированной рудной потолочине в условиях практически полной разгрузки рудного подкарьерного массива от вертикальных напряжений [2, 4], величина которых в нетронутом массиве на глубине ведения очистных работ достигает 7МПа, горизонтальные напряжения являются определяющими.

Повышенная концентрация напряжений отмечается под дном карьера в юго-восточной (ЮВ) части рудного тела (размер зоны запредельного деформирования в рудной потолочине по условиям прочности на сжатие ($\sigma_x > 12$ МПа) составляет 5 – 6 м ниже дна карьера). Наиболее сложная ситуация возникает на участке кровли вблизи контактов рудного тела (в пятиметровой зоне от контактов рудного тела, где величины напряжений сравнимы с $\sigma_{сж} = 7 \div 12$ МПа). По мере последовательной отработки слоев 3→2→4 (рис. 3) σ_x в потолочине меняется незначительно, т.е. отработка слоя N4 не приведет к формированию общего предельного состояния в потолочине.

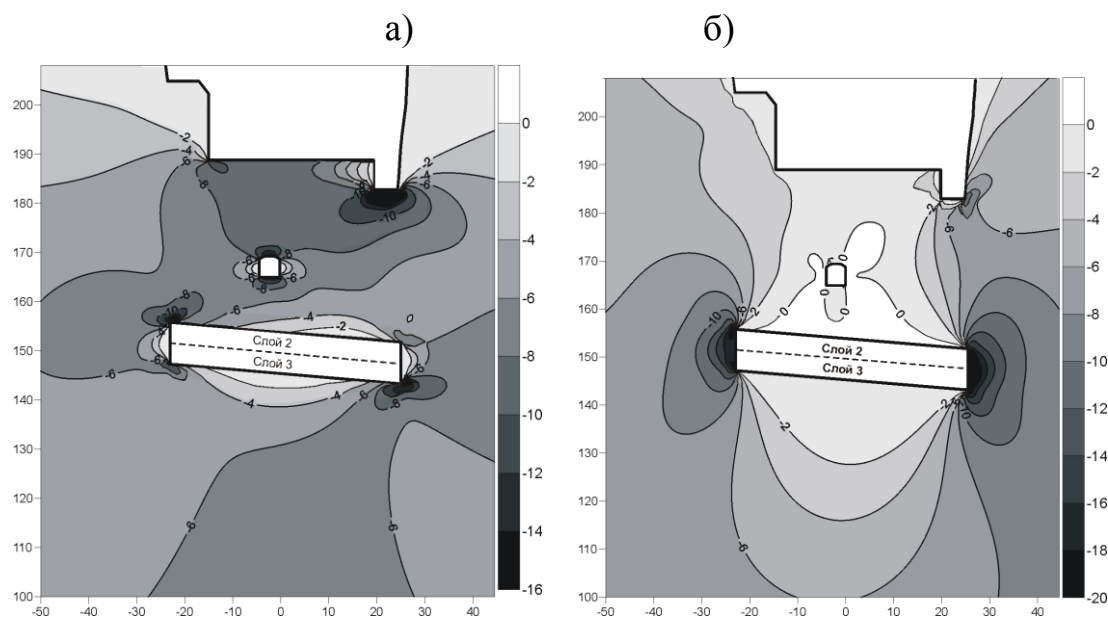


Рис. 2. Горизонтальные (а), вертикальные (б) напряжения (МПа) в районе орта N2 (левый) при отработанных слоях 3 → 2

Для оценки условий размещения разрезного штрека по фактору устойчивости в слое N4 проведены расчеты НДС в его окрестности на начальном этапе проходки и заключительной стадии отработки запасов в слое (рис. 4). Анализ результатов показывает:

– При расположении штрека вдоль контакта рудного тела в его борту во вмещающих породах формируется зона повышенных вертикальных напряжений (рис. 4б), размеры которой возрастут на заключительном этапе доработки слоя (рис. 7б). Учитывая

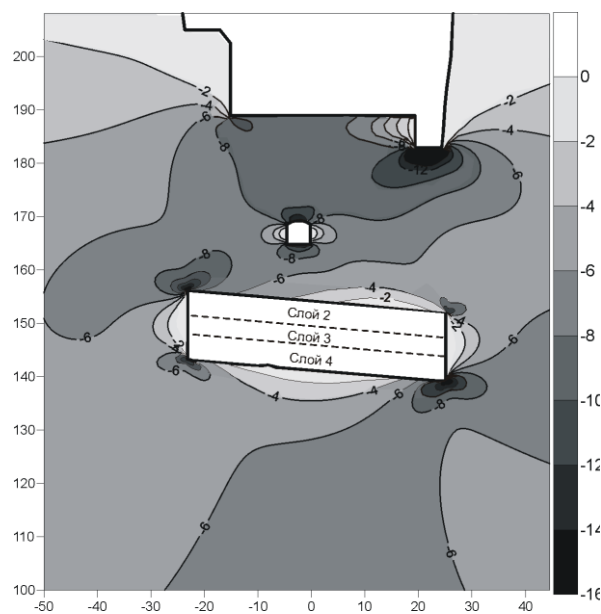


Рис. 3. Горизонтальные напряжения в СВ части рудного массива при отработанных слоях 3 → 2 → 4

нарушенность пород в приконтактной зоне и длительное время эксплуатации штрека (на время полного завершения отработки слоя), следует ожидать развития зоны разрушения борта, что эквивалентно увеличению пролета подработки вышележащего слоя;

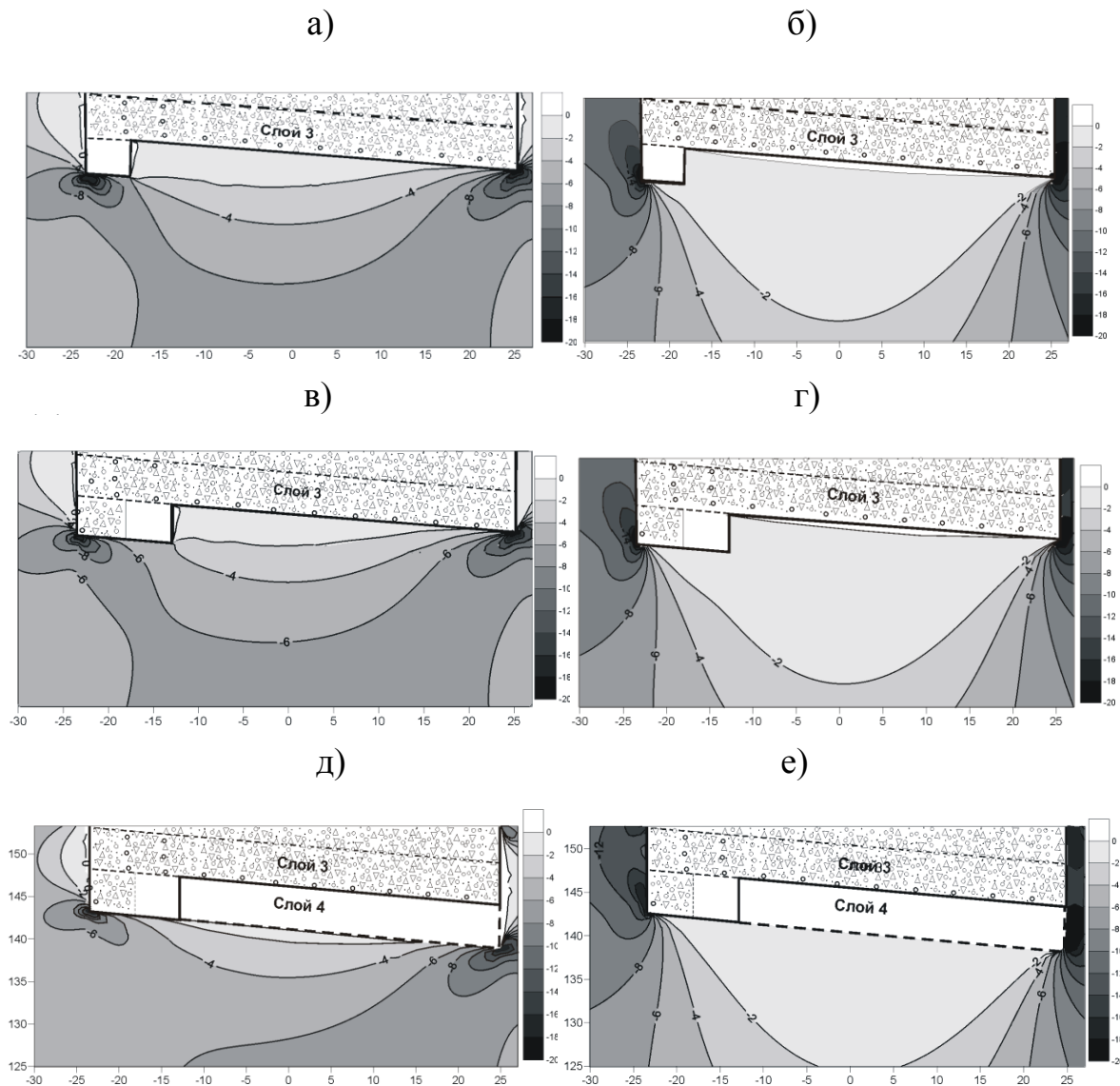


Рис. 4. Горизонтальные (а, в, д) и вертикальные (б, г, е) напряжения (МПа) в массиве при проходке рудного штрека вдоль контакта с вмещающими породами (а,б), «вписечку» (в,г) и на завершающем этапе отработки слоя N5

– Размещение штрека «вписечку» с ранее пройденной по контакту рудного тела и заложенной выработкой создает более благоприятные геомеханические условия его поддержания как в процессе проведения штрека (рис. 5), так и на завершающем этапе отработки слоя (рис. 7): борт из твердеющей закладки менее нагружен и сохранит устойчивость (а следовательно, не увеличит пролет обнажения искусственной кровли) на время отработки слоя;

– Размещение штрека «вприсечку» с ранее пройденной по контакту выработкой уменьшает длину очистных заходов, сокращает время их «стояния» до момента закладки, снижая при этом деформации прогиба подрабатываемого слоя, что особенно важно при подработке «проблемных» зон закладочного массива в слое N3.

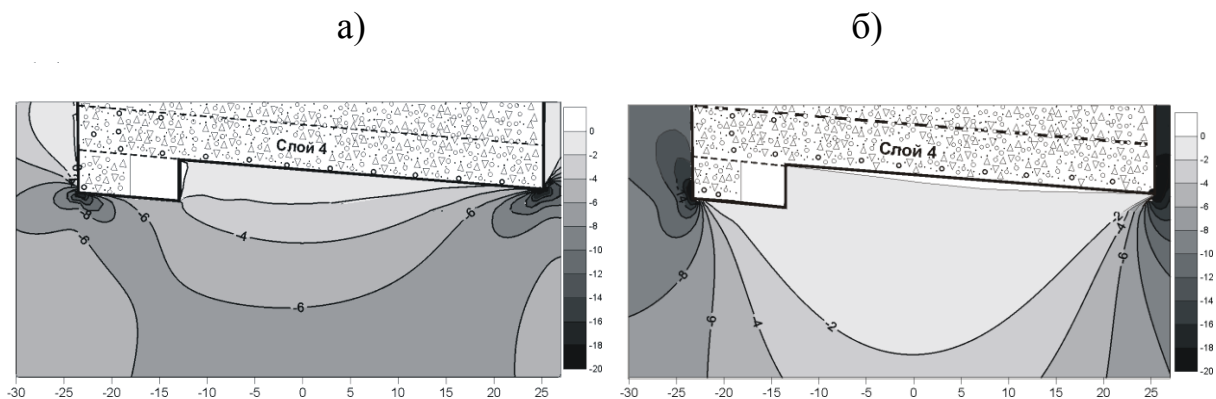


Рис. 5. Горизонтальные (а) и вертикальные (б) напряжения (МПа) в массиве при проходке рудного штрека «вприсечку» с выработкой, предварительно пройденной по границе рудного тела

Геомеханический анализ условий отработки слоя N5, выполненный по результатам численных расчетов, показал, что закономерности формирования НДС заходов аналогичны слою N4 (рис. 5).

Выводы

По результатам численного анализа установлены закономерности формирования НДС подкарьерного массива рудника «Айхал» при переходе на нисходящий порядок выемки запасов. Полученная информация может служить основой для организации наблюдений за состоянием потолочины инструментальными методами.

Показано, что размещение штрека в слоях N 4, 5 «вприсечку» с ранее пройденной по контакту рудного тела и заложенной выработкой создает более благоприятные геомеханические условия его поддержания как в процессе проведения штрека, так и на завершающем этапе отработки слоя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гахова Л.Н. Программа расчета напряженно-деформированного состояния массива блочной структуры методом граничных интегральных уравнений (ELB2D). РосАПО. Свид. об офиц. регистр. № 960814 от 17.12.2004.
2. Барышников В.Д. НДС подкарьерного массива в условиях слоевой отработки запасов ниже дна карьера [Текст] / В.Д. Барышников, Л.Н. Гахова / Труды междунар. конф. «Геодинамика и напряженное состояние недр земли». – Новосибирск: ИГД СО РАН, 2006. – С. 150 – 155.
3. V. D. Baryshnikov/ Peculiarities of stress state formation near working in the transient zone from the open to underground deposit mining [Текст] / V. D. Baryshnikov, L. N. Gakhova //

Underground space and rock mechanics. – TA INGENEERING. – Moscow. – 2005. – С. 177 – 180.

4. Барышников В.Д/ Геомеханическое обоснование выемки запасов в слое при восходящей отработке подкарьерных запасов рудника «Айхал» [Текст]/ В.Д. Барышников, Л.Н. Гахова, А.П. Филатов, Н.А. Черепнов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М. – №11. – 2007. – С. 191-195.

© В.Д. Барышников, Л.Н. Гахова, 2012

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗГРУЗКИ УГЛЕПОРОДНОГО МАССИВА

Алексей Алексеевич Зиновьев

Новосибирский Государственный Университет, 630090, ул. Пирогова, 2, магистрант, (913)4770008, e-mail: alexeyazinovyev@hotmail.com

Андрей Владимирович Патутин

Институт горного дела СО РАН, 630060, ул. Зеленая Горка, 3, аспирант, (383)335-96-42, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Сергей Владимирович Сердюков

Институт горного дела СО РАН, 630060, ул. Зеленая Горка, 3, доктор технических наук, заведующий лабораторией, (383)3359642, e-mail: ss3032@yandex.ru

В работе представлены результаты математического моделирования щелевой разгрузки углепородного массива. Приведено сравнение эффективности разгрузки массива различными схемами расположения щелей. Показано что наилучшие результаты достигаются при образовании длинных трещин/щелей вдоль угольного пласта. Так же представлен подход для оценки дополнительной добычи метана основанный на экспериментальных характеристиках горных пород и результатах математического моделирования.

Ключевые слова: моделирование, FLAC, дегазация, разгрузка массива, метан угольных пластов.

NUMERICAL SIMULATION OF COAL MEASURE ROCKS STRESS-RELIEF

Alexey A. Zinovyev

Novosibirsk State University, 630090, Pirogova st., 2, undergraduate, (913)4770008, e-mail: alexeyazinovyev@hotmail.com

Andrey V. Patutin

Institute of Mining SB RAS, 630060, Zelenaya Gorka st., 3, post graduate, (383)3359642, e-mail: andrey.patutin@gmail.com

Sergey V. Serdyukov

Institute of Mining SB RAS, 630060, Zelenaya Gorka st., 3, Dr. Sci., head of laboratory, (383)3359642, e-mail: ss3032@yandex.ru

Results of mathematical modeling of coal measure rocks stress relief presented. Comparison of the effectiveness of various combinations of stress relief slots is given. It is shown that the best results are achieved by formation of long horizontal fractures/slots along the strike of the coal seam. The effect of pressure on the crack propagation stability in a complex stress state is shown. Also, it is presented the method to evaluate the additional methane production based on the experimental rocks characteristics and the results of mathematical modeling.

Key words: modeling, FLAC, degassing, stress relief, coal bed methane.

Для обеспечения безопасности ведения горных работ и предотвращения внезапных выбросов газа в настоящее время большое внимание уделяется усовершенствованию технологий дегазации угольных пластов.

Неразгруженный угольный пласт обладает низкой газоотдачей. Для увеличения эффективности процесса дегазации необходимо обеспечить разгрузку максимального объема массива. Для достижения этого, а так же с целью соединения естественных трещин со скважиной производится гидравлический разрыв пласта угля. Использование последнего в отличие от щелевой разгрузки приводит к охвату большого объема массива горных пород.

Формирование трещин гидроразрыва обеспечивает образование в углепородном массиве участков частичной разгрузки от горного давления, в которых происходит десорбция метана. Интенсивность выделения газа зависит как от степени разгрузки угольного массива, так и от свойств пород.

При этом возникает задача оптимизации расположения плоскостей гидроразрыва в углепородном массиве.

Цель данной работы заключалась в определении наиболее эффективной схемы разгрузки напряженного состояния массива для добычи углеметана. Для достижения данной цели в работе ставились следующие задачи. Разработать модель углепородного массива реалистично передающую основные особенности и характер поведения пород при нагружении. Используя построенную модель исследовать изменение напряженно деформируемого состояния (НДС) массива под воздействием метода гидроразрыва (щелевой разгрузки). Определить форму, размеры и степень разгрузки дегазируемого объема. Разработать подход расчета дополнительной добычи метана по полученным данным для различных схем разгрузки НДС массива.

Для построения модели углепородного массива была выбрана программа FLAC. Данная программа имеет ряд полезных преимуществ. В частности, изменение прочностных характеристик при нагружении отдельно определяется как для матрицы породы, так и для плоскостей ослабления. Так же возможен выбор различных состояний среды, соответствующих упругому или упругопластическому характеру поведения при нагрузке с учетом деформационного упрочнения (разупрочнения).

При разработке модели углепородного массива за основу был взят разрез, представленный в работе [1], состоящий из горизонтальных слоев известняка, песчаника, сланцев и угля. Прочностные свойства различных типов пород, включенных в модель, были взяты из опубликованных данных по массивам горных породам, вмещающих угленосные толщи [1, 2].

В ходе численных экспериментов оценивались степень и размеры области разгрузки углепородного массива определяющие скорость газовыделения и охват воздействием газоносной толщи пород.

На рисунке 3 приведена типичная зависимость скорости газовыделения газоносных пород от горного давления. В численных экспериментах принято, что газовыделение существенно возрастает там, где напряжения разгружаются до значения 2,0 МПа, и сильно возрастает при разгрузке до 1,2 МПа и ниже. Границы «полезной области» достаточной разгрузки для используемой модели

углепородного массива установлены по уровню минимального сжимающего напряжения 2,0 МПа.

Для разгрузки массива в модель вводились трещины расположенные поперек пласта угля или вдоль пласта угля, а так же трещины расположенные и вдоль и поперек пласта. При этом эффективность применения системы разгрузочных щелей (трещин) различных конфигураций оценивалась путем подсчета площади «полезной области». Таким образом определялись оптимальные параметры трещин (щелей).

На рис. 1 представлены картины распределения напряжений при образовании в модели разгрузочных щелей различных конфигураций.

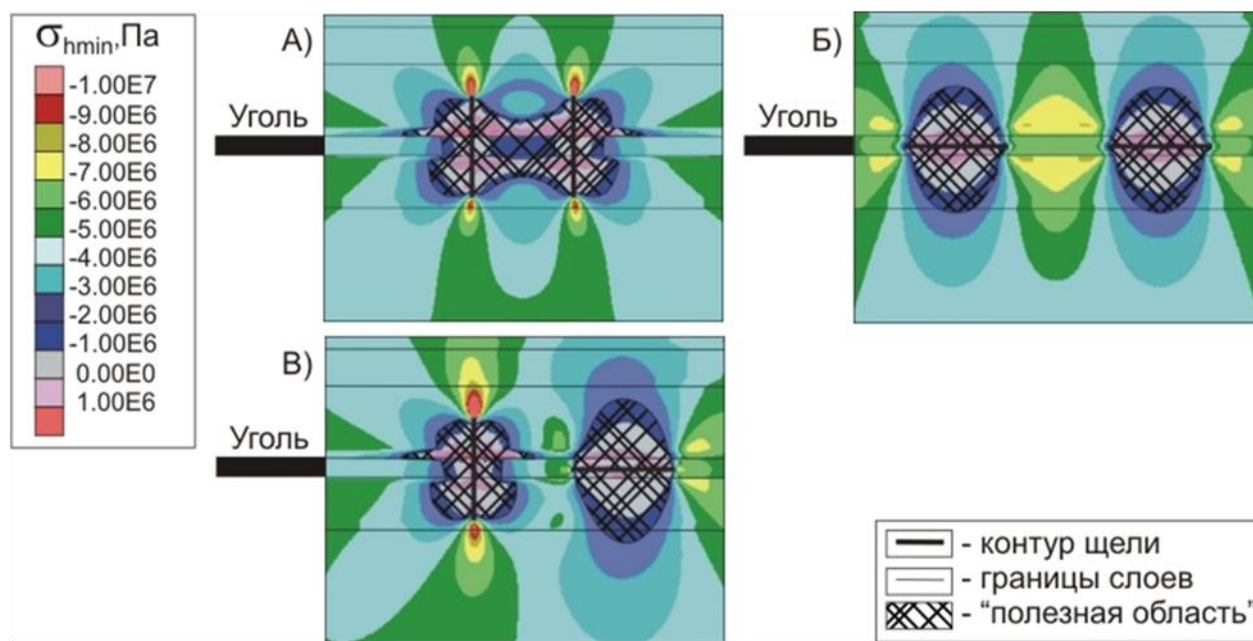


Рис. 1. Распределение минимального горизонтального сжатия в модели углепородного массива в присутствии: А) двух десятиметровых вертикальных трещин Б) двух десятиметровых горизонтальных трещин В) десятиметровых вертикальной и горизонтальной трещин разнесенных на расстояние десять метров

Для сравнения эффективности разгрузки массива различными конфигурациями трещин путем в модели образовывались две трещины на разных расстояниях друг от друга. Длины всех трещин равнялись десяти метрам. Сравнивались две конфигурации: обе трещины вдоль пласта, обе трещины поперек пласта угля. Полученные графики представлены на рис. 2.

Из полученных результатов следует, что добиться необходимой разгрузки угольного пласта и вмещающих пород можно различными комбинациями горизонтальных и/или вертикальных трещин. Наилучшие результаты получены при формировании длинных горизонтальных трещин.

Для оценки влияния разгрузки углепородного массива на его газоотдачу, в частности для прогноза газовыделения в процессе ведения горных работ, применяют специальные методики исследования зависимости скорости

газовыделения от напряженного состояния горных пород и их газонасыщенности.

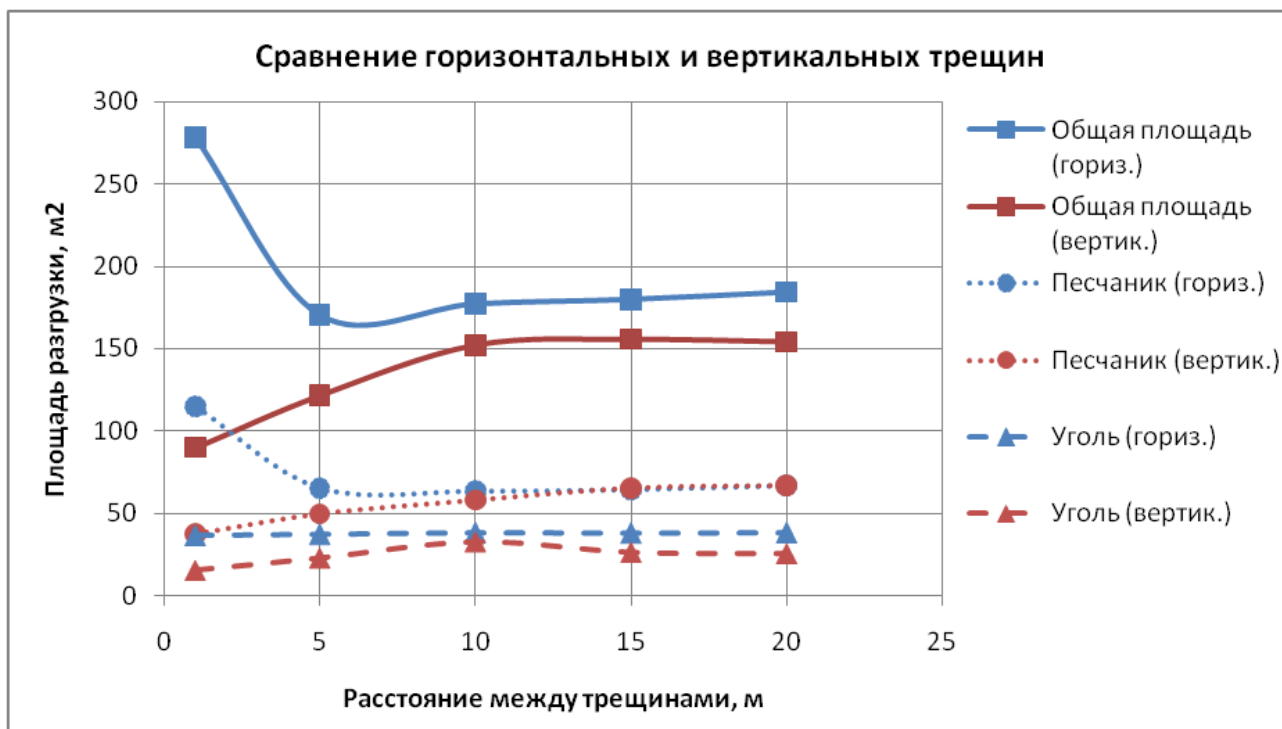


Рис. 2. Графики зависимости площади разгрузки от расстояния между трещинами

В работе [3] приведены результаты шахтных исследований по изучению закономерностей газовыделения при разгрузке массива горных пород. С этой целью в различных точках угольного пласта бурились скважины глубиной 1,8 м, в которых герметизировались замерные камеры. Затем на участке бурения измерительных скважин производили разгрузку породного массива путем выбуривания разгрузочных щелей. После разгрузки массива горных пород скорость газовыделения (дебит метана) из скважин резко возрастала. Полученная зависимость скорости газовыделения, q , от горного давления, σ , газонасыщенной породы приведена на рис. 3.

Применение данного рода измерений в нескольких испытательных дегазационных скважинах позволяет оценить

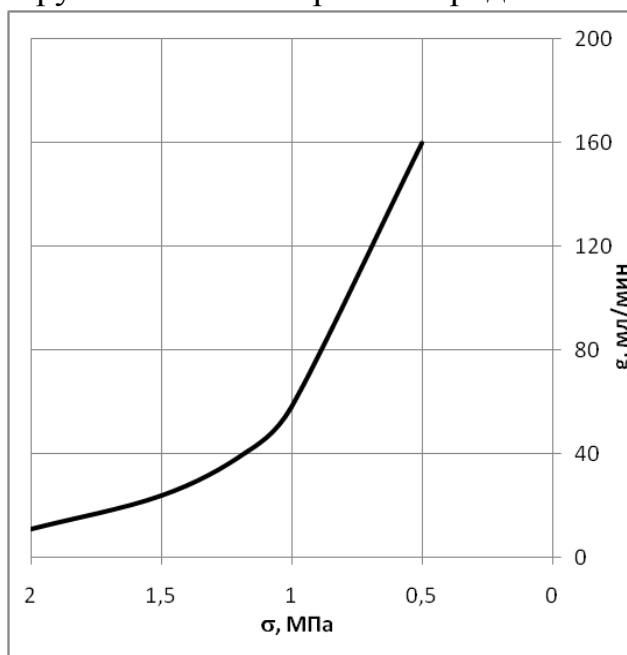


Рис. 3. Зависимость скорости газовыделения от напряженного состояния газонасыщенных пород [3]

усредненные зависимости начального удельного метановыделения в дегазационную скважину g_0 , $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$, и коэффициента темпа снижения газовыделения из дегазационной скважины во времени a , $1/\text{мин}$, от разгрузки горного давления $\Delta\sigma$. Зависимости $g(\Delta\sigma)$ и $a(\Delta\sigma)$ могут быть рекомендованы для включения в состав обязательных паспортных данных участка подземной добычи метана, используемых при проектировании работ.

Оценка дополнительной добычи метана от разгрузки массива при известных зависимостях $g(\Delta\sigma)$ и $a(\Delta\sigma)$, а также результатах численных расчетов пространственных изменений напряженного состояния, дается следующими приближенными выражениями:

$$Q_{\text{CH}_4} \approx S_d \cdot \int_0^T g_0(\Delta\sigma_{av}) \cdot e^{-a(\Delta\sigma_{av}) \cdot t} dt;$$

$$\Delta\sigma_{av} = \frac{1}{V} \int_{(V)} [\sigma_2(x, y, z) - \sigma_1(x, y, z)] dV, \quad (1.1)$$

где $\sigma_1(x, y, z)$ и $\sigma_2(x, y, z)$ – соответственно, напряженное состояние дегазируемой области до и после разгрузки массива, S_d – площадь дегазационной системы (поверхность рабочих участков скважин и раскрытых участков трещин), V – объем разгружаемой области, T – время дегазации, $\Delta\sigma_{av}$ – среднее значение разгрузки угленосного массива в объеме дегазируемой области.

Таким образом, оценка увеличения добычи углеметана проводится следующим образом. При помощи численных экспериментов рассчитываются характеристики разгрузки НДС массива. По результатам полевых экспериментов определяются параметры газонасыщенных пород, связывающие интенсификацию газовыделения со степенью разгрузки. С помощью формул (1.1) рассчитывается прогнозная добыча метана в заданный период дегазации для различных возможных схем целевой разгрузки. Производится оптимизация дегазационных работ путем выбора конфигурации, дающей либо минимальную удельную стоимость добычи метана в заданный период дегазации, либо, обеспечивающей достижение заданного значения коэффициента дегазации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Esterhuizen, G.S., and T.M. Barczak. 2006. Development of Ground Response Curves for Longwall Tailgate Support Design. In: 41st Rock Mechanics Symposium: 50 Years of Rock Mechanics, Golden, 17-21 June, 2006, eds. ARMA. Alexandria, VA: American Rock Mechanics Association.
2. Zipf Jr., R.K. 2005. Failure mechanics of multiple-seam mining interactions. In: 24th International Conference on Ground Control in Mining, Morgantown, 2-4 August, 2005, eds. S.S. Peng et al, 93-106. Morgantown, WV: West Virginia University.
3. Большинский М.И., Лысиков Б.А. Каплюхин А.А. Газодинамические явления в шахтах. Монография. – Севастополь: Вебер, 2003. – 284 с.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ В ЭНЕРГЕТИКЕ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ПРИ ЕГО РАЗГРУЗКЕ ОТ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ

Татьяна Анатольевна Киряева

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, Новосибирск, Красный проспект, 54, кандидат технических наук, докторант ИГД СО РАН, тел: 83832170703, e-mail: coalmetan@mail.ru

В статье показано, что основные задачи горной практики, связанные с газонасыщенностью угольных пластов, следует рассматривать также и как термодинамические, обусловленные переходом углеметановой системы в энергетически более выгодное метастабильное состояние.

Ключевые слова: сорбция, система уголь-метан, термодинамические свойства, горное давление, температура угольного пласта.

THERMODYNAMIC ASPECT IN COAL BED ENERGY UNDER ROCK PRESSURE UNLOADING

Tatyana A. Kiryayeva

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, PhD in Engineering, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Tel: (383) 217-07-03; e-mail: coalmetan@mail.ru.

The author shows that the basic mining problems involving coal bed gas saturation should be also considered as thermodynamic ones resulted from the transition of a coalbed methane system into the lower-energy metastable state.

Key words: sorption, coalbed methane system, thermodynamic properties, rock pressure, coal bed temperature.

Для инженерной деятельности в угольных шахтах большое значение имеют физико-химические и термодинамические свойства углеметанового вещества, от них зависит вид и степень газовой опасности и эффективные способы борьбы с последней.

Содержащийся в угольных пластах метан способен создавать давление до 4–6 МПа на глубинах 500–700 м. Максимальное замеренное давление – 120 ат (Донбасс, 1200 м). Установлено, что, несмотря на высокое давление, метан очень медленно выделяется из не разгруженных от горного давления угольных пластов. Его нельзя оценивать как свободный газ, так как он миллионы лет сохраняет свое состояние в составе углеметанового вещества, находясь достаточно близко к земной поверхности при вполне значимой для этого периода времени проницаемости.

Аналогичная ситуация и в окрестностях горных выработок, когда за небольшой зоной (15–50 м) газоистощения пласта его газокинетические характеристики сохраняются десятки лет. В период разгрузки от горного

давления метан способен не только интенсивно выделяться, но и инициировать процесс динамического саморазрушения пласта угля и даже прочного песчаника в виде внезапного выброса с интенсивностью десятки тонн угля и сотни кубометров газа в секунду.

Все угольные месторождения планеты содержат газ и их разработка сопровождается разного вида газопроявлениями – от квазистатических до динамических. Месторождения Кузбасса в этом плане уникальны. В отличие от подавляющего большинства известных месторождений зоны метановых газов в Кузбассе начинаются с глубин, меньших в два-три раза. Газоносность в 5 м³/т регистрируется уже на глубине менее 100 м. Быстро нарастая, она к 500–700 м достигает 30–35 м³/т.

В настоящее время оценка газокинетических свойств пластов выполняется на основе положений теории сорбции, разработанной в 50-х годах XX в. под руководством академика А.А. Скочинского. Между тем уже на глубинах в 500 м газоносность пласта в 1,5-2 раза превышает пределы сорбционной способности угля, установленные в лабораторных условиях. При этом начальная скорость выделения метана из разрушаемого в природных условиях угля на порядки меньше таковой из этого же угля, но насыщенного метаном в лабораторной колбе.

Различные гипотезы существования углеметановых геоматериалов появляются со средней периодичностью 15-25 лет, но ни одна из них не дала результатов, в достаточной мере удовлетворительных. Пока же значительная часть специалистов и практически все нормативные методические разработки используют представления и эмпирические зависимости так или иначе связанные с теорией сорбции. Благодаря широкой промышленной адаптации их надежность поддерживается горным опытом, но резко снижается при смене технологий и режимов горных работ.

Наиболее перспективны две гипотезы о свойствах и состояниях углеметановых геоматериалов [1, 2].

Первая. Повышенное содержание метана в единице объема вещества может быть обусловлено образованием кристаллогидратов. Но относительно высокая температура угольных пластов и недостаточное давление газа исключают существование кристаллогидратов.

Вторая. Открытие твердых углегазовых растворов в 1994 году [2] дополнило представления о физико-химической основе существования и распада углеметана на твердую и газовую компоненты в зонах активных геомеханических процессов. Эта феноменологическая основа расширила возможности совершенствования известных и разработки новых методов прогноза и управления газокинетическими характеристиками пластов и потоками метана в углегазоносных массивах горных пород.

Согласно свойствам твердых растворов [3] углеметановый пласт представляет собой термодинамически равновесную систему. Технологическое воздействие нарушает это равновесие. Чем оно интенсивнее, тем динамичнее ответная реакция пласта. Из физических особенностей твердого углегазового раствора следует, что скорость газовыделения из отбитого угля должна быть

равна скорости распада раствора. Большее выделение газа из внутренней части куска не сможет профильтроваться через соответствующий слой угля, это приведет к возрастанию давления газа в его пустотности (напряжения в угольном скелете), снижающее, в свою очередь, скорость распада твердого раствора. При достаточном, относительно трещиностойкости угля, давлении в нем разовьются микротрещины с диспергированием куска, а скорость фильтрации метана придет в соответствие со скоростью распада твердого раствора.

Исходя из такого представления, основные задачи газодинамики угольных пластов, следует рассматривать как термодинамические, обусловленные переходом углеметановой системы в энергетически более выгодное метастабильное состояние.

В угольном пласте в течение длительного геологического времени динамотермометаморфизма метан переходит в состояние с более плотной упаковкой. Поэтому при уменьшении давления метана в свободной фазе в угле остается метана больше, чем уровень насыщения метаном угля при таких же давлениях и температуре, создаваемых в лабораторных условиях.

При сорбции метана углем во всесторонне сжатом пласте при практически постоянном объеме возникает напряжение, которое приводит к тому, что внутренняя и свободная энергии системы не являются минимальными при данной газонасыщенности, т. е. состояние системы не является устойчивым при изменении объема под влиянием механических возмущений. В результате газ переходит в метастабильное (или слабоустойчивое) состояние.

Нестабильные состояния всегда стремятся перейти к увеличению энтропии. Метастабильное состояние реализуется в действительности почти так же часто, как и стабильное состояние, оно нарушается спонтанно или с помощью какого-либо спускового механизма, причем система переходит в новое состояние с меньшим значением свободной энергии.

Система метан-уголь благодаря преобладанию объемной абсорбции газа [3] близка по структуре к понятию метанового раствора, который может находиться, подобно перегретой жидкости или пересыщенному раствору, в метастабильном состоянии. Система уголь-метан при шахтном выбросе превращается в аэрозольную систему: пылевидный уголь-свободный метан. При этом потенциальная энергия напряженного состояния первой системы переходит в кинетическую энергию второй.

Важно отметить, что набухание угля может иметь результатом два фактически независимых последствия: приводить к накоплению энергии в системе газ-уголь и быть причиной перехода системы метан-уголь в метастабильное состояние. Ясно, что энергетика процесса выброса практически не будет зависеть от того, перешла ли система в метастабильное состояние. Однако кинетика газовыделения и характер возможных «спусковых» механизмов будут сильно зависеть от этого.

Изложенная выше модель возникновения в газонасыщенном угольном пласте запаса свободной энергии за счет нереализовавшегося набухания твердого раствора метана в угле должна быть дополнена представлениями о

термодинамических аспектах спонтанного перехода газов из сорбированного в свободное состояние.

При разгрузке угольного пласта и, следовательно, падении давления газа в порах угля происходит десорбция и расширение этого газа, связанные с поглощением теплоты адсорбции и падением внутренней энергии расширяющегося газа. Падение температуры компенсируется притоком тепла от окружающей среды, причем интенсивность этого процесса тем выше, чем больше удельная поверхность угля. В недиспергированном угле падение давления является процессом более медленным по сравнению с теплообменом, поэтому процесс десорбции и освобождения энергии газа вследствие расширения определяется скоростью падения давления газа. С точки зрения термодинамики, расширение десорбирующегося газа является процессом политропным с показателем, значительно меньшим показателя адиабаты в течение всего времени, пока температура угля выше температуры газа, что фактически должно иметь место до полного газоистощения угля, учитывая его относительно высокую теплоемкость. Количество энергии, освобождаемое газом, должно приближаться к количеству, реализуемому при изотермическом процессе.

При разрушении угля процессы падения давления и расширения газа приобретают тем большую скорость, чем больше пористость угля. При этом десорбция газа из пор угля по-прежнему происходит с практически полной компенсацией падения температуры за счет теплоемкости угля, поскольку даже самые малые частицы угля имеют диаметр на несколько порядков величин больший по сравнению с диаметром ультрапор. Теплообмен расширяющегося газа с углем становится все меньшим, и, поскольку температура газа во всех случаях разрушения угля при динамических явлениях меньше температуры угля, процесс расширения приближается к адиабатическому. В случае внезапного разрушения угля с большой скоростью процесс расширения газа вне пор угля можно рассматривать как адиабатический.

Можно поэтому считать, что при охлаждении метана в процессе десорбции потеря тепла в монослое с ограниченной теплоемкостью мгновенно компенсируется за счет притока тепла из угля. В.В. Ходотом показано, что при падении давления газа до 1 атм. температура понизится на 160 С [4].

В последнее время рядом российских ученых были проведены исследования по определению изменения температуры в процессе отработки угольных пластов [5, 6, 7]. Во всех этих работах говорится об установлении высоких температур в зонах опасных по выбросам газа и угля. Отмечено, что в зонах повышенного горного давления происходит изменение температуры в сторону возрастания.

Таким образом, дальнейшие исследования по изменению температуры угольного пласта в призабойной части могут дать ответ на ряд вопросов связанных с газодинамическими процессами при отработке угольных пластов, вплоть до внезапных выбросов угля и газа.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980 – 296 с.
2. Алексеев А.Д. Свойства органического вещества угля образовывать с газами метастабильные однофазные системы по типу твердых растворов / А.Д. Алексеев, А.Т. Айруни, И.В. Зверев и др. // Диплом № 9 на научное открытие. – АЕН, 1994.
3. Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н., Айруни А.Т. Фундаментально-прикладные методы решения проблемы угольных пластов. – М.: ИАГН, 2000. – 519 с.
4. Ходот В.В. Внезапные выбросы угля и газа. – М.: Госгортехиздат, 1961. – 362 с.
5. Скрицкий В.А. Эндогенные пожары в угольных шахтах, природа их возникновения, способы предотвращения и тушения / В.А. Скрицкий, А.П. Федорович, В.И. Храмцов. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2006. – 192 с.
6. Малинникова О.Н. Связь выбросоопасности с температурой пласта. Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках // Материалы XVI Международной научной школы им. академика С.А. Христиановича. – Симферополь, 2006. – С. 179-181
7. Киряева Т.А. К вопросу о механизме возникновения высоких температур при разработке угольных пластов / Т.А. Киряева, Р.И. Родин // Уголь. – № 2. – 2010. – С. 27 – 29.

© Т.А. Киряева, 2012

О ВЛИЯНИИ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА НЕСУЩУЮ СПОСОБНОСТЬ ПОВОРОТНЫХ ГРУНТОВЫХ АНКЕРОВ

Арестакес Арамович Крамаджян

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Новосибирск, Красный проспект 54, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-01-71, e-mail: gmmlab@misdnsc.ru

Евгений Павлович Русин

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Новосибирск, Красный проспект 54, кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-07-38, e-mail: gmmlab@misdnsc.ru

Станислав Борисович Стажевский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук (ИГД СО РАН), 630091, Новосибирск, Красный проспект 54, доктор технических наук, заведующий лабораторией повышения устойчивости оснований, тел. (383) 217-07-63, e-mail: gmmlab@misdnsc.ru

Исследовано на полигоне поведение поворотных грунтовых анкеров под воздействием динамических нагрузок. Выяснено, что поворотные анкера, установленные в основание, сложенное суглинками, нечувствительны к длительным слабым динамическим возмущениям, а при сильных, близких к разрушающим, динамических воздействиях на грунт теряют несущую способность лишь частично.

Ключевые слова: поворотный грунтовый анкер, несущая способность, динамическая нагрузка.

ON THE INFLUENCE OF DYNAMIC LOADS ON THE BEARING CAPACITY OF TURNING GROUND ANCHORS

Arestakes A. Kramadjian

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091 Novosibirsk, Russia, Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7 (383) 217-01-71, e-mail: gmmlab@misdnsc.ru

Evgeny P. Rusin

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091 Novosibirsk, Russia, Base Stability Enhancement Lab, PhD, senior researcher, phone +7 (383) 217-07-38, e-mail: gmmlab@misdnsc.ru

Stanislav B. Stazhevsky

N.A. Chinakal Institute of Mining, Krasny Prospect 54, RU-630091 Novosibirsk, Russia, Base Stability Enhancement Lab, DrSc, laboratory head, phone +7 (383) 217-07-63, e-mail: gmmlab@misdnsc.ru

The paper discusses results of a field study into turning ground anchors behaviour under dynamic load. It was found that turning anchors installed in loam were not sensitive to long-term weak dynamic disturbances. Being exposed to strong dynamic load close to the ground fracturing one, the anchors lost their load-carrying ability only partially.

Key words: turning ground anchor, bearing capacity, dynamic load.

Несущая способность грунтовых анкеров зависит от прочностных и деформационных характеристик грунта, в котором они установлены. В процессе эксплуатации анкерных устройств грунтовое основание, как правило, подвергается различного рода динамическим воздействиям: от движения транспорта, работы машин и механизмов, взрывов, землетрясений и др. Колебания или вибрация геосреды, вызываемые такими воздействиями, способны привести к уменьшению трения между ее частицами, осадкам и просадкам грунта, снижению его прочности, как следствие, несущей способности (силы F выдергивания) анкеров.

Влияние динамических нагрузок на несущую способность разработанных в ИГД СО РАН поворотных грунтовых анкеров [1] с пластинчатым грузонесущим элементом (пятой, плитой) и гибкой тягой исследовалось на полигоне «Зеленая горка» осенью 2011 года. Испытуемый анкер (рис. 1) с размерами плиты 10 x 150 x 200 мм и диаметром тягового стального троса 10 мм был установлен в сложенное суглинками основание примерно за 2 года до этого.

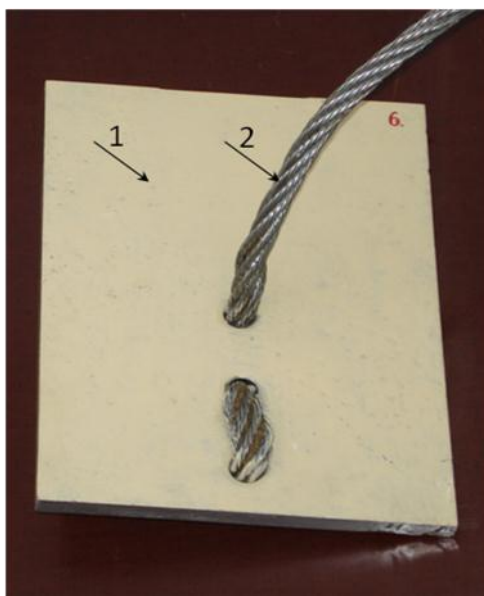


Рис. 1. Поворотный грунтовый анкер:

1 – анкерная плита; 2 – гибкая тяга (трос)

Для установки использовался пневмопробойник СО-144 [2] с энергией удара 65 Дж, частотой ударов 7 Гц, диаметром корпуса 71 мм. С его помощью анкер был установлен в целиковый грунт на глубину 2 м с наклоном оси

скважины 45° к горизонтали с тампонажем скважины песком. Нагружение конструкции осуществлялось посредством натяжения троса гидродомкратом со сквозным осевым каналом (рис. 2).



Рис. 2. Анкер в процессе натяжения:

1 – домкрат; 2 – трос; 3 – тросовый зажим; 4 – опорная плита; 5 – гидронасос

Нагрузочная характеристика анкера, полученная при его установке, представлена кривой 1 на рис. 3. Из нее следует, что силе выдергивания $F \approx 25$ кН отвечало смещение U свободного конца тяги анкера равное 17 см. Примерно 3 см из этой величины соответствует упругой деформации тяги, что установлено по наблюдениям за сокращением ее длины при разгрузке. Кривая 1 имеет весьма пологий наклон, так как в исходном положении плита ориентирована параллельно скважине и имеет минимальную площадь сопротивления. Последняя растет с поворотом плиты по ходу нагружения, обеспечивая постепенный рост усилия сопротивления выдергиванию.

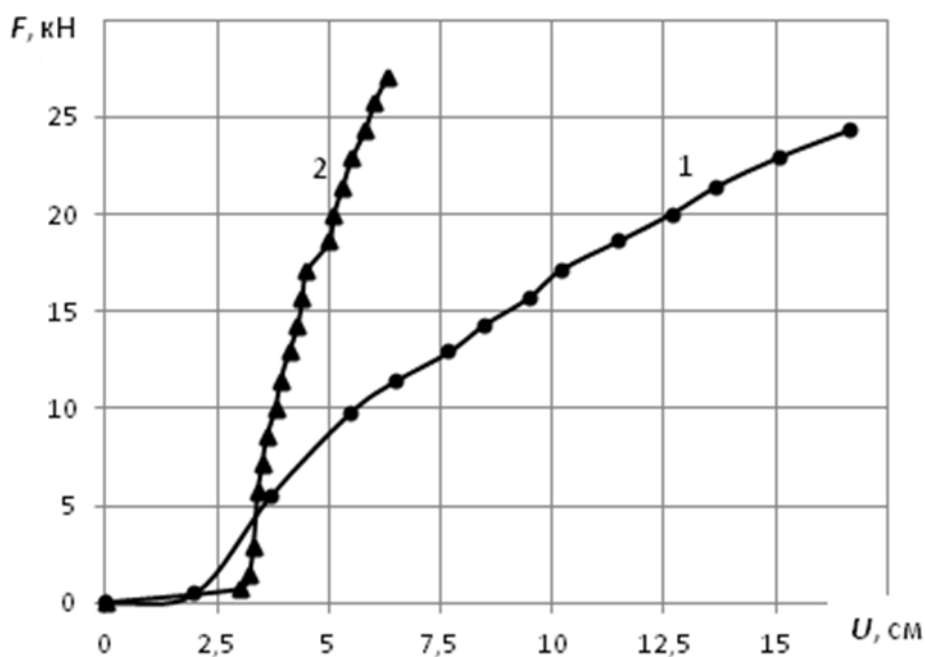


Рис. 3. Нагрузочные характеристики анкера: 1 – при его установке (осень 2009 г.); 2 – при повторном нагружении (октябрь 2011 г.)

С 2009 по 2011 годы грунтовое основание в окрестности рассматриваемого анкера находилось под воздействием динамических нагрузок, связанных в основном с работой ударных машин при погружении других анкеров в пределах той же испытательной площадки. Кривая 2 на рис. 3 отражает зависимость $F(U)$, полученную при повторном натяжении анкера в 2011 году. Как видно, в целом данная кривая характеризуется значительно большей крутизной по сравнению с исходной кривой 1. Тяговое усилие $F = 25$ кН было достигнуто в конструкции уже при $U \approx 6$ см. Без учета начального пологого участка кривой 2, протяженностью около 3 см (см. рис. 3), который соответствует стадии распрямления гибкой тяги анкера, протяженность участка ее активного натяжения составила лишь около 3 см, т. е. была равна величине упругого растяжения троса. Таким образом, смещения его свободного конца при натяжении анкера вплоть до принятого значения F оказались обусловленными исключительно деформациями троса – упругими и связанными с его распрямлением. Анкерная пята, как и окружающая ее среда, осталась при этом неподвижной.

Полученный результат свидетельствует о том, что испытывший структурные и иные изменения при установке анкера суглинок в окрестности анкерной плиты, несмотря на последующие длительные (около двух лет) относительно слабые динамические воздействия, способен сохранять наведенные начальным натяжением конструкции структуру и прочность.

Поведение анкера изучалось также при возмущении геосреды в его окрестности кратковременными с меняющейся интенсивностью ударными импульсами. Генерировались они тем же пневмопробойником, что использовался для погружения анкера в грунт (рис. 4). Траектория машины была направлена параллельно анкерной скважине. Расстояние r между осями

анкера и машины назначалось таким, чтобы граница зоны наведенных пневмопробойником деформаций геосреды располагалась максимально близко к плите, но не пересекала ее. При этом принималось во внимание, что диаметр области уплотнения вокруг пробиваемой пневмопробойником скважины равен 3-4 ее диаметрам [2].

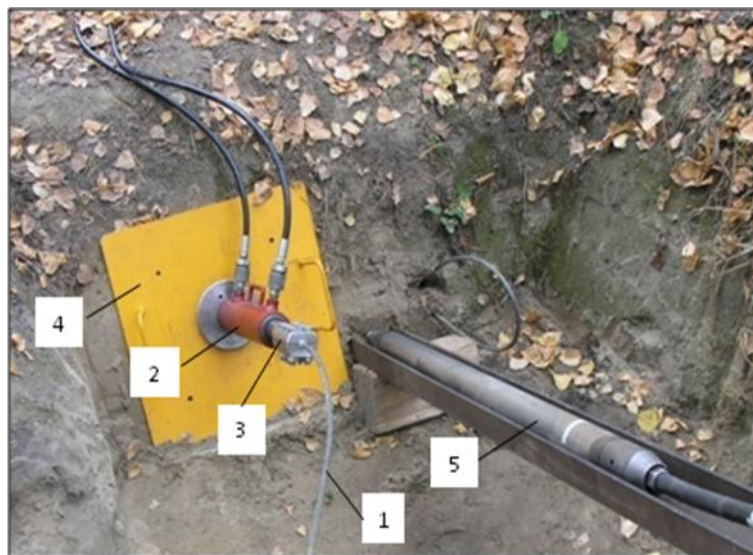


Рис. 4. Испытания анкера ударной нагрузкой от пневмопробойника: 1 – трос; 2 – домкрат; 3 – тросовый зажим; 4 – опорная плита; 5 – пневмопробойник

На рис. 5 представлена характерная кривая, иллюстрирующая изменение силы натяжения анкера при $r = 0,3$ м по мере продвижения пневмопробойника и его сближения с расположенной на глубине 2 м анкерной пятой. Видно, что на начальной стадии погружения машины вплоть до глубины $S = 0,7-0,8$ м (расстояние от головной части машины до анкерной плиты 1,2-1,3 м) сила натяжения анкера оставалась неизменной. Это означает, что интенсивность динамического воздействия на данном этапе оказалась недостаточной для нарушения структуры и прочности грунта в окрестности анкерной пяты. Дальнейшее продвижение пробойника сопровождалось уменьшением натяжения анкера. Связано это с необратимыми деформациями грунта в указанной выше области под влиянием нарастающей динамической нагрузки. Тем не менее, выяснилось, что даже в момент прохождения пробойника на минимальном расстоянии от анкерной плиты (0,3 м при $S = 2$ м) спад силы F выдергивания анкера не превысил 15 % (см рис. 5).

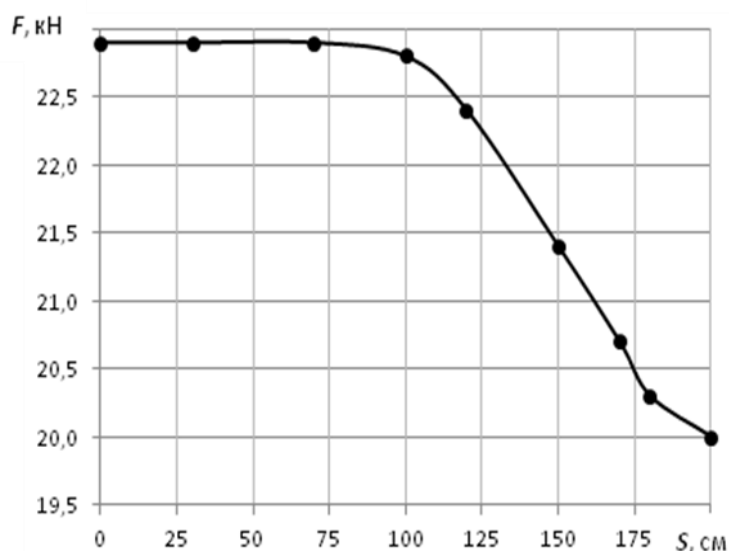


Рис. 5. Зависимость силы натяжения анкера от глубины погружения пневмопробойника

Таким образом, уже первые исследования показали, что поворотные анкера, установленные в основание сложенное суглинками, оказываются нечувствительными к длительным слабым динамическим возмущениям, а при достаточно сильных воздействиях на грунт теряют несущую способность лишь частично. Установление области применения поворотных анкеров требует дополнительных исследований их поведения в разнообразных грунтовых условиях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Стажевский С.Б., Крамаджян А.А., Русин Е.П. и др. Грунтовый анкер. – Патент РФ № 2366779. – БИ № 25. – 2009.
2. Гурков К. С., Климашко В. В., Костылев А. Д. и др. Пневмопробойники. – Новосибирск: ИГД СО АН СССР, 1990. – 218 с.

© А.А. Крамаджян, Е.П. Русин, С.Б. Стажевский, 2012

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ НА КАРЬЕРАХ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Геннадий Иванович Кулаков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник лаборатории механики горных пород, тел. (383)217-06-07, e-mail: admin@misd.ngs.ru

Марина Дмитриевна Шарапова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Института горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 630091, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, младший научный сотрудник лаборатории механики горных пород, тел. (383)221-07-22, e-mail: zinval@rambler.ru

Приведены результаты измерения электромагнитной эмиссии деформируемых горных пород в карьере по добыче строительных материалов.

Ключевые слова: Электромагнитное излучение (ЭМИ), карьер, строительные материалы, горные породы – известняки, мраморированные известняки, вывалообразования.

INVESTIGATION ELECTROMAGNETIC EMANATION ON THE QUARRY BUILDING MATERIALS

Gennadiy I. Kulakov

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberial Branch, Russian Academy of Sciences, Dr. Tr.Tech.Sci., Prof., Senior Research Scientist, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Phone: (383)217-06-07; e-mail: admin@misd.ngs.ru

Marina D. Sharapova

N.A. Chinakal Institute of Mining, Siberial Branch, Russian Academy of Sciences, junior research scientist, 54 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russia. Phone: (383)221-07-22, e-mail: zinval@rambler.ru

The electromagnetic field parameters of a rock mass along the quarry of building material excavation are presented.

Key words: electromagnetic emanation (EMI), quarry, building materials, mining rock, limestone, marmoceal-limestone, faele of ground.

Карьер «Ложок»

Карьер «Ложок» ведет добычу известняка в пределах Шипуновского месторождения [1], в Искитимском районе Новосибирской области. В геологическом строении месторождения представлены: известняки, известняковые сланцы, залегающие выше известняков, и в отдельных участках глины. Разработка месторождения осуществляется одним уступом (гор. +90 м), сложенным известняками. Средняя мощность слоев 0.2-0.5 м, реже 0.5-1.4 м.

Известняки мелкозернистые до скрытокристаллических, от темно-серых до светло-серых почти белых тонов, иногда битуминозные, с тонкими прожилками кварца, мощностью от 0.2 до 1.5 см, весьма крепкие. Объемный вес известняков 2.5-2.7 т/м³. Группа пород по СНиП VIII.

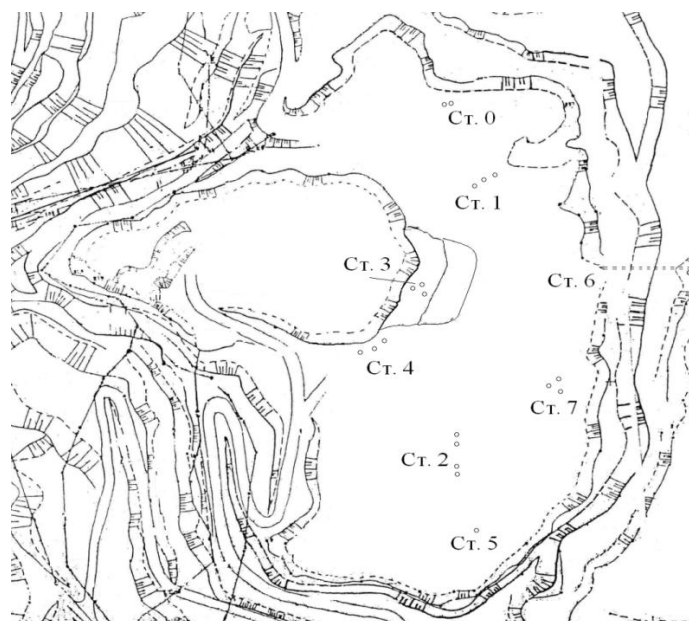


Рис. 1. Карьер «Ложок»

Известняки повсеместно секутся многочисленными трещинами, которые в основном тектонического происхождения. Известняки по степени трещиноватости относятся ко II категории (до 85 %). Чрезвычайно трещиноватая группа известняков I категории наблюдается в зонах дробления и смятия пород (до 15 %).

В гидрогеологическом отношении месторождение характеризуется наличием трещино-грунтовых вод. Грунтовые воды частично встречены на отметке +104-106 м. Скважины на гор. +90 м обводнены повсеместно.

Отбойка известняка принята взрывная, слоями 8-10 м. Скважины для отбойки горной массы бурятся диаметром 220 мм [1], глубина до 12 м. Используется тротилсодержащий граммонит 79/21. Расход взрывчатых веществ 7-8 кг/м³. Транспортировка отбитого известняка самосвалами [2].

Экспериментальное исследование.

Исследование электромагнитного излучения (ЭМИ) в пределах дна карьера и его бортов осуществлялось с использованием приборов типа ИЭМИ-1, на первых этапах с использованием регистраторов РЭМИ-1.

Схема карьера приведена на рис. 1. Экспериментальные наблюдения проводились в период с 2006 г по 2009 г в отдельных точках дна карьера. На рисунке точками выделены замерные станции, в пределах которых проводились измерения. Регистрация излучения ЭМИ в пределах дна карьера позволяет судить о распространении электрических полей в массиве пород.

Регистрация ЭМИ из бортов карьера позволяет контролировать устойчивость пород, слагающих их и прогнозировать возможность обрушения и вывалообразований в них [3].

Измерительная станция 1 расположена у южного борта карьера, станция 2 - в центре северного участка карьера. Станция 3 - в зоне взрывной отбойки, центр карьера. Станция 4 в центре карьера, в зоне взрывной отбойки известняка, станция 5 - вблизи северного борта (негабарит 2.5 м^3), станция 6 - в центре западного борта (замеры в устье скважины).

Станция 0 – удары по борту кувалдой (камнем). Отсчет по прибору ИЭМИ-1, $N=1138$ отн.ед (см. таблицу). Откос борта сложен розовым мраморированным известняком.

Станция 1. Отсчеты по прибору ИЭМИ-1: отсчеты взяты в двух точках 1030-1049 отн.ед, 1114-1142 отн.ед. Точки отсчета находились на расстоянии 4 м друг от друга. Отсчеты по точкам брались почти одновременно с интервалом не более 1 минуты. Однако отсчеты резко различные. Вероятно, различия отсчетов ЭМИ обусловлено различием механических напряжений в массиве пород, т.е. наблюдается зонное распределение механических напряжений и, как следствие, различие формируемого в этих точках ЭМИ.

Станция 2. Здесь замеры приведены в четырех точках. Расстояние между парами точек примерно 2 м. Здесь наблюдается закономерность как в обоих парах точек, так и разные отсчеты между зонами первой пары и второй.

Станция 3. Отсчеты по прибору приведены через 2 часа после взрывной отбойки на отвале разрушенного взрывом известняка. Два отсчета взяты в разных точка, отстоящих друг от друга на 4.5 м. Но оба отсчета одинаковы.

Станция 4. Откос ранее отбитой разрушенной породы (отбитой примерно неделю ранее). Отсчеты в двух точках отвала: 945-945 отн.ед и 992-991 отн. ед.

Станция 5. Северо-западный борт карьера. Отсчет взят на негабарите объемом, примерно, 2.5 м^3 , в форме параллелепипеда, в сечении и торцах квадраты 0.9×0.8 м. Прибор помещался на камне сверху и брался отсчет по шкале прибора ИЭМИ-1.

$N = 220 - 225$ отн. ед.

С чем связаны эти показания прибора.

Фон ЭМИ в карьере примерно 80 отн.ед., однако на глыбе камня отсчет по прибору в 2.3 раза выше, чем фоновое ЭМИ в пространстве карьера.

Можно предположить, что повышенное ЭМИ связано с повышенной температурой (август, жаркий день) поверхностного слоя камня. Нагревание слоя камня ведет к температурным деформациям. Последние создают дополнительное излучение.

Станция 6. Излучения ЭМИ проводились в устье измерительной скважины, пробуренной в массиве пород в западном борту карьера. Скважина диаметром 100 мм и длиной 1 м. В таблице приведены три измерения: в августе 2006 г, в октябре 2006 г, в апреле 2007 г. Интенсивность ЭМИ, регистрируемого в устье измерительной скважины постепенно увеличивалась (табл.).

В процессе экспериментов постоянно наблюдались вывалы с бортов карьера [4]. Отмечено, что на участках где вывалообразование происходит более интенсивно, соответственно возрастает регистрируемое прибором ЭМИ.

Таблица. Показания прибора ИЭМИ-1

Дата	Время	№№ станций	Отсчеты по прибору, отн.ед.	Примечание
29.06.06	13 ⁵⁰	0	1138	Удары кувалдой по борту
29.06.06	10 ³⁰	1	1030-1049	30 м от скважины
	11 ³⁰	2	1114-1142	30 м от скважины
			1125-1129 1124-1115	Удары камнем по негабариту
29.06.06	14 ³⁰	3	1121-1121	На отбитой породе
5.08.06	12 ³⁰	4 N ₁	945-945	На отбитой породе
		N ₂	992-991	На отбитой породе
5.08.06	12 ³⁰	5	200-225	Негабарит, 2.5 м ³
5.08.06	12 ³⁰	6	77-101	Устье скважины
			80-92	Устье скважины
16.11.06		6	140-200-215	Устье скважины
16.03.07		6	308-310	Устье скважины

Карьер «Борок»

Карьер «Борок» ведет добычу гранитно-метаморфических пород. Гранитоиды и роговики в пределах месторождения пронизаны многочисленными дайками кислого состава.

Все палеозойские образования перекрываются аллювиальными осадками рек Оби и Ини. Центральная и северо-западная часть месторождения сложены, в основном, гранитоидами с дайками и жилами аплитов, керсантитов, лампрофиров, пегматитов и др. Породы гранитной интрузии контактируют с роговиками темно-серого цвета. Контакт между гранитоидами и роговиками сложный и неровный. Последние разбиты многочисленными трещинами. Преобладающее направление трещин северо-западное (азимут 270-320⁰) с углом падения от 40⁰ до 80⁰ на северо-восток. Наиболее интенсивная трещиноватость наблюдается в приконтактной зоне.

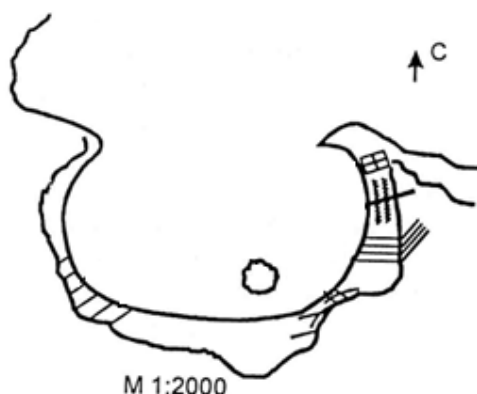


Рис. 2. План карьера «Борок»

Массив разбит системой трещин, пересекающихся под углом 60^0 , с раскрытостью до 0.5 см, заполненных песчано-глинистыми отложениями.

Замеры электромагнитного излучения проводились по дну карьера (отсчеты 80-100 отн. ед.) и вдоль северного борта (90-120 отн. ед.).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гришин А.И. Совершенствование технологии проведения массовых взрывов на каменных карьерах строительных материалов. / Автореф.канд.дисс. Новосибирск: Изд-во ИГД СО РАН, 2009. 22 с.
2. Федянин А.С. Уточнение конструктивных параметров бортов глубоких карьеров на основе геофизических методов наблюдений // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 9. – С. 99-103.
3. Курленя М.В., Опарин В.Н. Скважинные геофизические методы диагностики и контроля напряженно-деформированного состояния массивов горных пород. – Новосибирск: Недра, 1999. – 335 с.
4. Каюмова А.Н. Прогноз последствий камнепада в карьерах. // Горный информационно-аналитический бюллетень.– 2004. – № 9 – С. 257-261.

© Г.И. Кулаков, М.Д. Шаранова, 2012

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КУСОЧНО-ОДНОРОДНОГО ЦЕЛИКА

Андрей Анатольевич Красновский

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт горного дела им. Н.А. Чинакала Сибирского отделения Российской академии наук, 630091, г. Новосибирск, ул. Красный проспект, 54, старший научный сотрудник лаборатории механики горных пород, кандидат физико-математических наук, тел. (383) 217-06-93, e-mail: visanta@ngs.ru

Рассмотрен метод восстановления контактных условий и механических характеристик при нагружении составного целика, исключаящий процесс регуляризации. Построен алгоритм последовательных приближений. Показано, что с ростом числа приближений различие между приближенным решением и точным уменьшается и решение колеблется около точного, т.е. процесс является сходящимся.

Ключевые слова: обратная задача, граничные условия, напряжения, регуляризация, интегральные уравнения.

DETERMINATION OF BOUNDARY CONDITIONS AND PHYSICAL PROPERTIES OF A PIECEWISE-HOMOGENEOUS PILLAR

Andrey A. Krasnovsky

Federal State-Funded Institution of Science N.A. Chinakal Institute of Mining Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, 54 Krasny prospect, Novosibirsk 630091, Russia, Senior Researcher Laboratory for Rock Mechanics, PhD in Physics and Mathematics, Phone: (383) 217-06-93, e-mail: visanta@ngs.ru

The article considers a method to reconstitute contact conditions and mechanical characteristics of loading a compound pillar without regard to regularization. The stepwise approximation algorithm has been constructed, and it is shown in the article that the discrepancy of an approximate solution and an exact solution decreases with the growing iteration number, and the solution oscillates about the exact solution; thus, the iterative process is convergent.

Key words: reverse problem, boundary conditions, stresses, regularizing, integral equations.

Как известно, решения обратных задач, относящихся к некорректным, могут не существовать, быть неединственными или неустойчивыми (малым изменениям наблюдаемых данных могут соответствовать большие изменения искомых), но для всех их общее требование – необходимость преодоления некорректности через регуляризацию [1] или же через получение точных уравнений, связывающих граничные значения компонент напряжений и смещений, описывающих процесс деформирования в рамках выбранной модели, исключаящих регуляризацию.

В данной работе остановимся на методе восстановления контактных условий и механических характеристик у составного целика. Вне участков контакта граница доступна для экспериментального определения компонент смещений (переопределенные граничные условия). На рис. 1 приведена

расчетная схема кусочно-однородного целика. Границу верхнего слоя обозначим $\Gamma_1 = \Gamma_{11} + \Gamma_{12} + \Gamma_{13} + \Gamma_{14}$, а нижнего – $\Gamma_2 = \Gamma_{21} + \Gamma_{22} + \Gamma_{23} + \Gamma_{24}$, так что первый индекс означает отношение к слою, а второй – к части его границы.

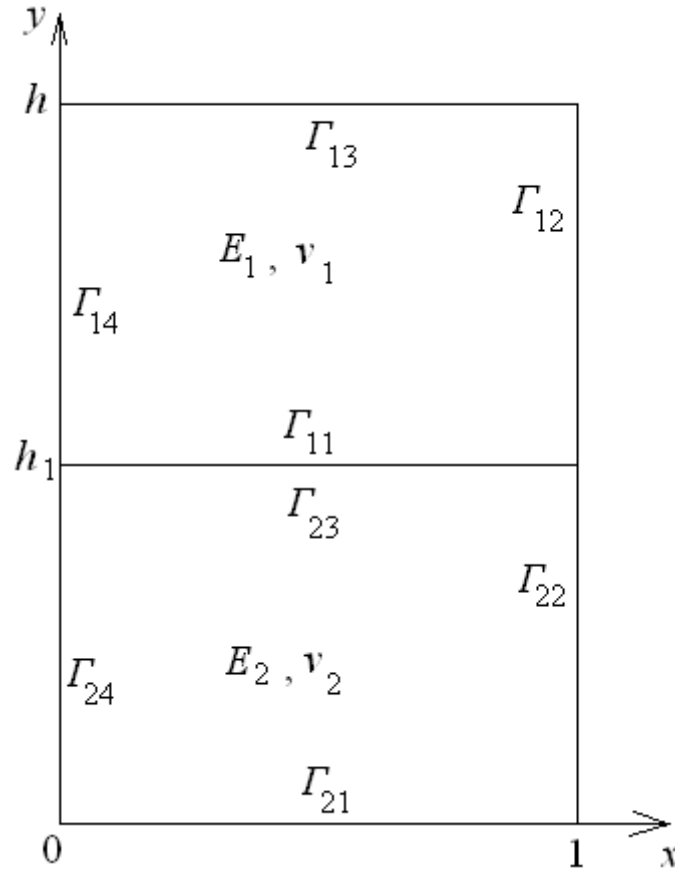


Рис. 1. Расчетная схема составного целика

Система сингулярных интегральных уравнений, связывающая граничные значения компонент напряжений и смещений для однородной пластины имеет вид [2]

$$f(t_0) + 2\mu g(t_0) = \frac{1}{\pi i} \int_r \frac{f(t) + 2\mu g(t)}{t - t_0} dt,$$

$$k \overline{f(t_0)} - 2\mu \overline{g(t_0)} = \frac{1}{\pi i} \int_r \frac{k \overline{f(t)} - 2\mu \overline{g(t)}}{t - t_0} dt - \frac{1}{\pi i} \int_r (f(t) + 2\mu g(t)) d \frac{\bar{t} - \bar{t}_0}{t - t_0}, \quad (1)$$

где $k = 3 - 4\nu$, $\mu = E[2(1 + \nu)]^{-1}$, ν – коэффициент Пуассона, E – модуль Юнга; $g = u + i v$; u , v – касательные и нормальные компоненты смещений в точках на Γ ;

$$f(t) = i \int_0^t (X_n + i Y_n) ds = \operatorname{Re}(f) + i \operatorname{Im}(f) = f_1 + i f_2, \quad (2)$$

X_n, Y_n – усилия на Γ в направлении осей x и y соответственно; $t \in \Gamma$, t_0 – аффикс точки границы; черточка над функцией обозначает сопряженное значение; i – мнимая единица.

Кусочно-однородный целик, представленный на рис.1, сжимается по граням Γ_{13} и Γ_{21} , а на боковых гранях граничные условия будут

$$\sigma_n = 0, \tau_n = 0 \text{ на } \Gamma_{22} + \Gamma_{12} \text{ и } \Gamma_{14} + \Gamma_{24}. \quad (3)$$

Здесь σ_n, τ_n – нормальные и касательные напряжения. Дополнительно к (3) будем предполагать известными из эксперимента

$$u = u_0(y), v = v_0(y) \text{ на } \Gamma_{22} + \Gamma_{12} \text{ и } \Gamma_{14} + \Gamma_{24}, \quad (4)$$

т. е. переопределенные граничные условия (3), (4) на боковых гранях и неизвестные на Γ_{21} и Γ_{13} . Переходя к безразмерным величинам, отнесем имеющие размерность длины к ширине целика, а размерность напряжений к средним напряжениям на Γ_{21} и Γ_{13} , получаемым при делении прижимающей силы на площадь контакта с целиком.

Учитывая условия (3), (4) систему (1), разрешенную относительно функций напряжения (2), выпишем для нижней части целика только на Γ_{21} в виде ($t = s, t_0 = x$)

$$\begin{aligned} 2k_2 f_{211}(x) = & -2\mu_2(k_2 - 1)u_{21}(x) + \frac{2\mu_2}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_2 + 1)v_{21}}{s - x} ds + \\ & + \frac{1}{\pi} \left\{ \int_0^{h_1} \frac{(1-x)(2k_2 f_{221} + 2\mu_2(k_2 - 1)u_{22}) + 2\mu_2(k_2 + 1)s v_{22}}{s^2 + (1-x)^2} ds + \right. \\ & + \int_1^0 \frac{2\mu_2(k_2 + 1)(s-x)v_{23} - h_1(2k_2 f_{231} + 2\mu_2(k_2 - 1)u_{23})}{(s-x)^2 + h_1^2} ds + \\ & + \left. \int_{h_1}^0 \frac{2\mu_2(k_2 + 1)s v_{24} - x(2k_2 f_{241} + 2\mu_2(k_2 - 1)u_{24})}{s^2 + x^2} ds \right\} + \\ & + \frac{1}{\pi} \left\{ - \int_0^{h_1} \frac{4s(1-x)^2(f_{222} + 2\mu_2 v_{22}) - 2(1-x)[(1-x)^2 - s^2](f_{221} + 2\mu_2 u_{22})}{[s^2 + (1-x)^2]^2} ds + \right. \\ & + \int_1^0 \frac{2h_1[(s-x)^2 - h_1^2](f_{231} + 2\mu_2 u_{23}) + 4h_1^2(s-x)(f_{232} + 2\mu_2 v_{23})}{[(s-x)^2 + h_1^2]^2} ds + \\ & + \left. \int_{h_1}^0 \frac{2x(x^2 - s^2)(f_{241} + 2\mu_2 u_{24}) - 4x^2 s(f_{242} + 2\mu_2 v_{24})}{[s^2 + x^2]^2} ds \right\}, \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned}
2k_2 f_{212}(x) = & -2\mu_2(k_2 - 1)u_{21}(x) - \frac{2\mu_2}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_2 + 1)u_{21}}{s - x} ds - \\
& - \frac{1}{\pi} \left\{ \int_0^{h_1} \frac{2\mu_2(k_2 + 1)su_{22} - (1 - x)((k_2 + 1)f_{222} + 2\mu_2(k_2 - 1)u_{22})}{s^2 + (1 - x)^2} ds + \right. \\
& + \int_1^0 \frac{2\mu_2(k_2 + 1)(s - x)u_{23} + h_1((k_2 + 1)f_{232} + 2\mu_2(k_2 - 1)u_{23})}{(s - x)^2 + h_1^2} ds + \\
& + \left. \int_{h_1}^0 \frac{2\mu_2(k_2 + 1)su_{24} + x((k_2 + 1)f_{242} + 2\mu_2(k_2 - 1)u_{24})}{s^2 + x^2} ds \right\} + \\
& + \frac{1}{\pi} \left\{ \int_0^{h_1} \frac{-4s(1 - x)^2(f_{221} + 2\mu_2 u_{22}) + 2(1 - x)[(1 - x)^2 - s^2](f_{222} + 2\mu_2 u_{22})}{[s^2 + (1 - x)^2]^2} ds + \right. \\
& + \int_1^0 \frac{4h_1^2(s - x)(f_{231} + 2\mu_2 u_{23}) - 2h_1[(s - x)^2 - h_1^2](f_{232} + 2\mu_2 u_{23})}{[(s - x)^2 + h_1^2]^2} ds + \\
& + \left. \int_{h_1}^0 \frac{-4x^2s(f_{241} + 2\mu_2 u_{24}) - 2x(x^2 - s^2)(f_{242} + 2\mu_2 u_{24})}{[s^2 + x^2]^2} ds \right\}.
\end{aligned}$$

Здесь $f_{\alpha\beta\gamma}$ индекс α обозначает отношение к части составного целика, индекс β определяет участок границы, рассматриваемой части, γ - соответствует представлению (2); и в силу симметрии задачи $u_{22} = -u_{24}$, $u_{22} = u_{24}$, $f_{241} = f_{242} = 0$, $f_{222} = 0$.

Аналогично (5) систему (1), разрешенную относительно функций напряжений (2), выпишем для верхней части целика только на Γ_{13}

$$\begin{aligned}
2k_1 f_{111}(x) = & -2\mu_1(k_1 - 1)u_{11}(x) + \frac{2\mu_1}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_1 + 1)u_{11}}{s - x} ds + F_1, \\
2k_1 f_{112}(x) = & -2\mu_1(k_1 - 1)u_{11}(x) - \frac{2\mu_1}{\pi} \int_0^1 \frac{(k_1 + 1)u_{11}}{s - x} ds + F_2.
\end{aligned} \tag{6}$$

Для сокращения записи в (6) приведена только главная часть уравнения, а представления о F_1 и F_2 дают соотношения (5).

Таким образом, левые части (5), (6) можно рассматривать как решение, если известны компоненты смещений на всем периметре и компоненты напряжений вне участков Γ_{21} и Γ_{13} . Чтобы вычислить (5), (6) не хватает условий по смещениям на этих участках, а если их задать, то приходим к классической ситуации для обратных задач, когда на периметре известны все четыре функции смещений и напряжений.

Как показано в [2], система (1) позволяет выписать решения для компонент смещений и напряжений на всех участках Γ_1 и Γ_2 в квадратурах, аналогично (5), (6) и получить решение любой из трех основных задач теории упругости (т.е. прямых задач).

В качестве тестового примера рассматриваемой проблемы выберем переопределенные условия в виде (3) и

$$u = 0, \quad v = -1 \text{ на } \Gamma_{13} \text{ и } u = 0, \quad v = 0 \text{ на } \Gamma_{21},$$

принимая $E_1 = 2E_2$, $E_2 = 10^4$, $\nu_1 = \nu_2 = 0.2$, $h_1 = 2$, $h = 6$. Как показали расчеты, смещение боковых граней целика дают следующую информацию: верхняя часть более жесткая и в первом приближении положим $E_1 = 3E_2$ (не уменьшая общности примем коэффициенты Пуассона $\nu_1 = \nu_2 = 0.2$), для определенности примем уравнение линии раздела свойств целика в виде $y = 2$. Алгоритм последовательных приближений построим следующим образом. Смещения боковых граней целика позволяют сформулировать на Γ_{13} , Γ_{21} в первом приближении граничные условия в виде (7). Положим $E_1 = (3 + \Delta_1)E_2$ и начнем с шагом $\Delta_1 = 0.2$ изменять связь между E_1 и E_2 . Подставляя в прямую граничную задачу (7), (3) принятые первые приближения и убеждаемся, что полученные результаты приближения для $E_1 = 1.8E_2$ начинают ухудшать приближение к (4) вернемся на шаг назад и с меньшим шагом $\Delta_1 = 0.1$ повторим процедуру приближения. В результате за первое приближение примем $E_1 = 2E_2$.

Из решения переопределенной задачи для граней Γ_{21} и Γ_{13} с учетом полученных приближений по формулам (5), (6) вычисляем первое приближение для $f(x)$, которые рассматриваем как граничные условия прямой задачи на Γ_{13} и Γ_{21} . Решение этой последней задачи определяет второе приближение для компонент смещений на Γ_{13} , Γ_{21} , т. е. $u_2(x)$, $v_2(x)$. На этом первый цикл приближений заканчивается. Число циклов определяется наперед заданной точностью вычислений. С ростом числа приближений различие между приближенным решением и точным уменьшается, и решение колеблется около точного, т.е. процесс является сходящимся.

Таким образом, в предлагаемом методе решения обратной задачи по идентификации граничных условий и механических характеристик последовательно решаются две задачи. Используя условия (3), (4) на боковых гранях и первое приближение (учитывающее переопределенность) типа (7) на Γ_{13} , Γ_{21} по формулам (5), (6) вычисляем первое приближение $f(y)$, это первая задача. Вторая задача, предполагая $f(y)$ на Γ_{13} , Γ_{21} и (3) на боковых гранях (прямая задача для целика), определяет второе приближение для смещений u_2 , v_2 и т. д.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 386 с.
2. Миренков В.Е., Шутов В.А. Математическое моделирование деформирования горных пород около ослаблений // Новосибирск: Наука, 2009. – 176 с.