

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

ГЕО-СИБИРЬ-2010

Т. 2

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

ч. 1

Сборник материалов
VI Международного научного конгресса

Новосибирск
СГГА
2010

Ответственные за выпуск:

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

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

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

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

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

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

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

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

С26 ГЕО-Сибирь-2010. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 1: сб. матер. VI Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2010», 19–29 апреля 2010 г., Новосибирск. – Новосибирск : СГГА, 2010. – 179 с.

ISBN 978-5-87693-373-7 (т. 2, ч. 1)

ISBN 978-5-87693-371-3

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

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

УДК 622

ISBN 978-5-87693-373-7 (т. 2, ч. 1)
ISBN 978-5-87693-371-3

© ГОУ ВПО «Сибирская государственная
геодезическая академия», 2010

СОДЕРЖАНИЕ

Шаровка Д.С., Изох Н.Г. Биоразнообразие конодонтов верхнего девона Западно-Сибирской палеозойской мегаструктуры	7
Хуторянский В.К., Достовалов В.В., Попова Е.В. Новые аспекты применения нейросетевого прогнозирования на месторождениях углеводородов Восточной Сибири	11
Пегель Т.В., Шабанов Ю.Я., Горяева И.Е. Традиционная граница нижнего и среднего кембрия в Российской и международной стратиграфических шкалах: <i>ovatoryctocara granulata</i> или <i>oryctocephalus indicus</i> ?	18
Малков Д.С. Гидрогеологические условия нефтегазоносности верхнечонского газоконденсатнонефтяного месторождения	23
Ларионова Т.И. Реконструкция складчато-надвиговых дислокаций Ньюско-Джербинской впадины (Сибирская платформа)	28
Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д., Соболев П.Н. Результаты комплексных геолого-геохимических работ при оценке перспектив нефтегазоносности территории центрального участка криволукской площади.....	34
Ишина Е.В., Лопушинская Т.В. Этапы формирования сообществ брахиопод в Силуре Сибирской платформы. Таксономическое разнообразие и стратиграфическое значение	40
Зайцева Ю.Л. Распределение пластового давления в песчаных пластах нижней-средней юры на территории Нюрольской мегавпадины (Томская область)	44
Дыхан С.В., Соболев П.Н., Сагимбаев Е.Т. Прогноз перспектив нефтегазоносности на желдонской площади по газогеохимическим данным.....	50
Данькина Т.А. Литологический состав пород-коллекторов в улаханском нефтегазоносном горизонте венда северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы	56
Горяев С.К., Кривенко О.В., Будников И.В. Литобиостратиграфическая характеристика пермских отложений бассейна р. Тумары (Западное Верхоянье).....	60
Боровикова Л.В. Перспективы нефтегазоносности оскобинской свиты на юго-западе Камовского свода.....	66
Баранова М.И. Сдвиговая тектоника и нефтегазоносность Куюмбинского месторождения (Сибирская платформа).....	73
Эхигиатор О.М. Моделирование водонефтяного контакта методом материального баланса	78
Эхигиатор О.М. Построение геологической модели месторождения нефти с использованием петрофизических параметров и данных кернового анализа (на примере месторождения Абура в бассейне дельты реки Нигер)	84
Карин Ю.Г., Балков Е.В. Малоуглубленное частотное зондирование: вероятность обнаружения аномалий	88
Злобина О.Н. Литология и палеогеография нижней юры Енисей-	

Хатангского бассейна.....	93
Ефимова Е.С. Анализ сингулярного разложения линеаризованного оператора динамической теории упругости для сред с поглощением.	98
Дучков А.Д., Истомин В.Е., Соколова Л.С. Геотермический метод оценки содержания газовых гидратов в донных осадках (по результатам лабораторных экспериментов).....	104
Дмитриев М.Н., Лисица В.В. Устойчивость и отражающие свойства М-РМЛ для анизотропных упругих сред.....	110
Гой В.Ю. Палеогеографическая модель формирования парфеновского горизонта с целью прогноза зон нефтегазоносности Ангаро-Ленской ступени	116
Гик Л.Д., Конторович В.А. Механизм затухания сейсмических волн в пористых средах	122
Гик Л.Д., Конторович В.А. Измерение пористости по данным декремента затухания как путь реализации прямого поиска месторождений ув .	127
Вараксина И.В., Хабаров Е.М., Кротова М.М. Особенности строения порового пространства вендского терригенного коллектора Среднеботуобинского месторождения.....	132
Белоносов М.А. Применение интегрального преобразования Лагерра и метода декомпозиции области для численного моделирования сейсмических волновых полей	137
Бейзель А.Л. Модель формирования верхнеюрских и нижнемеловых клиноформ Западной Сибири в рамках концепции географического цикла	143
Бейзель А.Л. Модель формирования пластов типа Ю20 в рамках концепции географического цикла	147
Балков Е.В. Комбинирование установок электротомографии.....	152
Аюнов Д.Е., Калинин А.А. Результаты двухтемпературного моделирования процесса нагревания гидратсодержащих пород игольчатым зондом.....	157
Антонов Ю.Н. Электромагнитные изопараметрические зондирования из скважин.....	161
Андреев В.В., Гуськов А.В., Милевский К.Е., Найгеборин И.В. Разветвляющее устройство для ударно-волновых трубок	169
Шемин Г.Г. Количественный прогноз нефтегазоносности нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья (север Западно-Сибирской НГП)	172
Шемин Г.Г., Первухина Н.В. Новопортовско-Среднемессояхская зона нефтегазонакопления севера Западно-Сибирской НГП – крупный объект по выявлению залежей нефти и газа в юрском комплексе	177
Хабинов О.Г., Власов А.А., Антонов Е.Ю. Система интерпретации данных площадных электромагнитных зондирований	182
Филатов В.В., Светозерский О.Ю. О прогнозе фильтрационно-емкостных параметров по комплексу геофизических данных.....	188

CONTENTS

Sharovka D.S., Izokh N.G. Biodiversity of conodonts upper devonian West Siberian paleozoic megastructure	7
Hutoryansky V.K., Dostovalov V.V., Popova E.V. New aspects of using neural network forecasting for East Siberia hydrocarbons deposits.....	11
Pegel T.V., Shabanov Yu.Ya., Goryaeva I.E. Traditional lower-middle cambrian boundary in Russian and international stratigraphic scales: ovatoryctocara granulata or oryctocephalus indicus?	18
Malkov D.S. Hydrogeological conditions for oil-and-gas-content of the verkhnechonskoye gas-condensate-oil field	23
Larionova T.I. Geology of fold-thrust dislocations of the Nyuya-Dzherba depression.....	28
Korobov Yu.I., Malyushko L.D., Sobolev P.N. Integrated geological and geochemical works for petroleum potential estimation of the central part of the krivolukskaya area.....	34
Ishina E.V., Lopushinskaya T.V. Stages of formation of communities of Silurian brachiopods of the Siberian platform. Taxonomic diversity and stratigraphic significance	40
Zaitseva Yu.L. Formation pressure distribution in lower-middle jurassic sand beds in Nyurol megadepression (Tomsk region)	44
Dykhan S.V., Sobolev P.N., Sagimbaev E.T. Prognosis of oil-and-gas contents prospects in zheldon area according to gas-geochemical data	50
Dankina T.A. Lithological composition of terrigenous reservoir in the petroliferous ylahanskiy horizon in north-eastern part of Nepa Botuoba anticline	56
Goryaev S.K., Krivenko O.V., Budnikov I.V. Lithostratigraphic characteristic of the permian basin sediments, the Tumar river (West Verhoyan'e)	60
Borovikova L.V. Petroliferous prospects of the oskoba formation in the south-western Kama arch.....	66
Baranova M.I. Fault tectonics and petroleum potential of Kuyumbinskoye field (Siberian platform)	73
Ehigiator O.M. Modelling of oil water contact by method of material balance.	78
Ehigiator O.M. Characterisation of reservoir using petrophysical parameters and core data (a case study of Abura field niger delta of Nigeria)	84
Karin Yu. G., Balkov E.V. Shallow depth frequency sounding: probability of detection of anomalies.....	88
Zlobina O.N. Lithology and paleogeography of lower jurassic deposits of Yenisei-Khatanga basin, Siberia	93
Efimova E.S. Svd analysis of linearized operator for elastic wave equations with attenuation	98
Duchkov A.D., Istomin V.E., Sokolova L.S. Geothermal method of gas hydrates content estimation in bottom sediments (by results of laboratory experiments).....	104
Dmitriev M.N., Lisitsa V.V. Stability and reflectivity of M-PML for anisotropic	

elastic media.....	110
Goy V.Yu.Paleogeographical model of parfenovsiy productiv horizon depositional with the purpose of oil and gas prediction	116
Gik L.D., Kontorovich V.A. Mechanism of attenuation of seismic waves in porous media	122
Gik L.D., Kontorovich V.A. Porosity derived from the attenuation decrement as a tool for direct detection of hydrocarbons	127
Varaksina I.V., Khabarov E.M., Krotova M.M. Structural features of the void space in the vendian terrigenous reservoir of the Srednebotuobinskoye field	132
Belonosov M.A. Implementation of the integral Laguerre transform and domain decomposition method for numerical simulation of elastic wave fields ..	137
Beisel A.L. A model of forming of upper jurassic and lower / cretaceous clinoforms in West Siberia in respect of the geographical cycle conception	143
Beisel A.L. A model of forming of layers of YU20-type in respect of the geographical cycle conception	147
Balkov E.V. Dc tomography array combination	152
Ayunov D.E., Kalinkin A.A. Two-temperature simulation results of hydrate- bearing rock needle-shaped probe heating process.....	157
Antonov Yu.N. Electromaganetic izoparametric sondingensing from wells....	161
Andreev V.V., Gus'kov, K A.V..E. Milevskiy, Naygeborin I.V. Branching device for shock-wave tubes.....	169
Shemin G.G. Quantitative prediction of petroleum potential in lower jurassic deposits of the Nadym-Taz interfluve (northern West Siberian petroleum province).....	172
Shemin G.G., Pervukhina N.V. Novoportovsko-Srednemessoyakhskaya zone of oil and gas accumulation – a large object for detection of oil and gas pools in the jurassic complex.....	177
Khabinov O.G., Vlasov A.A., Antonov E.Yu. System for interpetation of square electromagnetic soundings data	182
Filatov V.V., Svetozersky O.Yu. On filtration and capacitive parameters prediction on the basis of geophysical data complex	188

УДК 56.016.3(551.734.4) (571.1)

Д.С. Шаровка¹, Н.Г. Изох²

¹ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

²ИНГГ СО РАН, Новосибирск

БИОРАЗНООБРАЗИЕ КОНОДОНТОВ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПАЛЕОЗОЙСКОЙ МЕГАСТРУКТУРЫ

В статье были пересмотрены опубликованные сведения о конодонтовых ассоциациях верхнего девона Западной Сибири. На основе находок конодонтов проводится определение возраста пород, расчленение и корреляция стратиграфических подразделений верхнего девона Западной Сибири.

D.S. Sharovka¹, N.G. Izokh²

¹ Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SRIGGMR),

Red avenue, 67, Novosibirsk, 630091, Russian Federation

² Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG), Acad. Koptug ave., 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

BIODIVERSITY OF CONODONTS UPPER DEVONIAN WEST SIBERIAN PALEOZOIC MEGASTRUCTURE

Published data on Upper Devonian conodont associations from the West Siberia are revised. On the basis of conodonts definition of age, dissection and stratigraphic correlation of West Siberia Upper Devonian sequences were done.

Для расчленения позднедевонских отложений Западно-Сибирской палеозойской мегаструктуры большое значение имеют конодонты, активно используемые в зональной стратиграфии. Конодонты имеют значимую корреляционную ценность, обусловленную рядом факторов [1]:

1. Конодонты – микроископаемые, что позволяет получить достаточно представительные комплексы из небольших объемов породы, что особенно важно при изучении кернового материала.

2. Встречаются практически во всех литологических типах пород морского генезиса.

3. Состав конодонтов позволяет использовать стандартные лабораторные химические методы препарирования, пригодные для массовой обработки большого количества образцов.

4. Послойный сбор образцов на конодонты позволяет детально, с интервалами до сантиметров, опробовать разрезы. Это дает возможность прослеживать весьма незначительные изменения в комплексах и фиксировать

не только присутствие биостратиграфических подразделений, но и положение их границ.

5. Выразительность морфологии и относительная простота и четкость признаков, на основе которых строится таксономия изолированных элементов конодонтов, позволяют сравнительно просто определять стратиграфически важные таксоны.

6. Установленное широкое пространственное и временное распространение конодонтов, их быстрая эволюция позволили создать зональные схемы расчленения по конодонтам для всех систем палеозоя и триаса.

Верхний девон Западно-Сибирской равнины (ЗСР) представлен морскими осадочными образованиями, охарактеризованными богатой бентосной и пелагической фауной. Ассоциации позднедевонских конодонтов выявлены в центральной и юго-восточной частях ЗСР. Результаты биостратиграфического изучения разных групп фауны, в том числе и по конодонтам, были обобщены в серии монографий [2, 3, 4].

Первые сведения о находках девонских конодонтов из керна скважин ЗСР появились в середине 70-х годов прошлого века. Монографическое изучение конодонтов в разные годы проводили Л.М. Аксенова, В.Ф. Асташкина, Е.А. Елкин, Н.Г. Изох, Т.А. Москаленко и С.А. Родыгин [4, 5, 6, 7].

Анализ опубликованных данных и коллекционного материала по конодонтам показал, что эти микрофоссилии встречены по всему разрезу девона ЗСР. Но наиболее богато охарактеризованы франский и фаменский ярусы верхнего девона в Варьеганском, Нюрольском и Никольском структурно-фациальных районах. Ассоциации конодонтов нижнего и среднего франа включают таксоны родов *Polygnathus*, реже *Ancyrodella*, *Palmatolepis*, *Mesotaxis* и *Icriodus*; верхнего франа – в основном рода *Palmatolepis*, и единичными *Polygnathus* и *Ancyrognathus*. Фаменские конодонты представлены родом *Palmatolepis*. Нижняя часть фамена (зона *triangularis*) конодонтами не охарактеризована.

Нижний фран с характерными комплексами конодонтов изучен в керне скважин:

1. Скважина Калиновая-13, интервал 3491,0–3487,0: *Icriodus alternatus* Branson & Mehl *Polygnathus varcus* Stauffer, *Pol. decorosus* Stauffer (зона *falsiovalis*).

2. Скважина Еллей-Игайская-1, интервал 3077,7–3065,4: *Icriodus difficilis* Ziegler & Klapper; интервал 3029,7–3014,8 *Polygnathus xylus* Stauffer; интервал 3014,8–3000,5 *Pol. xylus* Stauffer, *Pol. cf. xylus* Stauffer; (живет - нижний фран, зоны *varcus-transitans*).

3. Скважина Нижне-Табаганская-18, интервал 3150,0–3145,0: *Polygnathus decorosus* Stauffer, *Icriodus alternatus* Branson & Mehl; интервал 3128,7–3123,7 *Icriodus alternatus* Branson & Mehl; интервал 3089,1–3085,1 *Ancyrodella rotundiloba binodosa* Uyeno, *Mesotaxis falsiovalis* Sandberg, Ziegler & Bultynck, *Polygnathus dubius* Hinde, *Pol. varcus* Stauffer; (зона *falsiovalis*).

4. Скважина Мегионская-67П, интервал 2656–2663: *Palmatolepis* sp., *Ancyrognathus* cf. *ancyrognatoideus* (Ziegler).

Верхний фран с характерными комплексами конодонтов представлен в скважинах:

1. Скважина Северо-Калиновская-21, интервал 3276.1–3280.1: *Palmatolepis gigas gigas* Miller & Youngquist, *Pal. subrecta* Muller & Youngquist, *Pal. punctata* (Hinde), *Pal. proversa* Ziegler, *Polygnathus decorosus* Stauffer, *Pol. normalis* Miller & Youngquist (зона rhenana).

2. Скважина Нижне-Табаганская-18, интервал 3014,5–3002,2: *Ancyrognathus triangularis* Youngquist, *Palmatolepis hassi* Muller & Muller, *Pal. subrecta* Muller & Youngquist, *Pal. eureka* Ziegler & Sandberg; интервал 3019,2–3014,5: *Polygnathus normalis* Branson & Mehl, *Ag. triangularis* Youngquist, *Palmatolepis foliacea* Young., *Pal. hassi* Muller & Muller, *Pal. proversa* Ziegler, *Pal. subrecta* Muller & Youngquist; (зоны rhenana-linguiformis).

3. Скважина Нижнее-Табаганская-17 интервал 3191,0–3185,9: *Palmatolepis hassi* Muller & Muller, *Pal. subrecta* Muller & Youngquist, *Polygnathus normalis* Branson & Mehl (зоны rhenana-linguiformis).

Фаменский ярус по конодонтам установлен в 5 скважинах: Сельвейкинская-1, Нижне-Табаганская-20, Малоключевая-103, Кошильская-302, Нижне-Табаганская-4.

1. Скважина Сельвейкинская-1: интервал 2912–2914: *Pal. glabra glabra* Ulrich & Bassler, *Apathognathus* sp.; интервал 2867,0–2865,9: *Palmatolepis glabra glabra* Ulrich & Bassler, *Pal. glabra lepta* Ziegler & Huddle, *Pal. glabra prima* Ziegler & Huddle, *Pal. gracilis gracilis* Branson & Mehl, *Pal. cf. klapperi* Sandberg & Ziegler, *Pal. minuta minuta* Branson & Mehl, *Pal. ex gr. perlobata* Ulrich & Bassler, *Pal. cf. rhomboidea* Sannemann, (зоны rhomboidea-marginifera).

2. Скважина Нижне-Табаганская-20, интервал 3190,0–3181,0: *Palmatolepis glabra prima* Ziegler & Huddle, *Pol. glaber medius* Helms & Wolska (зоны rhomboidea-marginifera); интервал 3115,6–3107,5: *Pal. postera* Ziegler (зоны postera-expansa).

3. Скважина Малоключевая-103, интервал 3040–3050: *Palmatolepis minuta subtilis* Chalimbadzha et Tschernyscheva, *Pal. glabra pectinata* Ziegler, *Pal. glabra acuta* Helms (зона crepida).

4. Скважина Кошильская-302, интервал 2942–2936: *Palmatolepis glabra lepta* Ziegler & Huddle, *Pal. quadrantinodosa inflexoidea* Ziegler (зона marginifera).

5. Скважина Нижнее-Табаганская-4, интервал 3040,2–3049,2: *Polygnathus znepolensis* Spasov (зоны trachytera-praesulcata).

Таким образом, на основе изучения конодонтов можно проводить расчленение верхнедевонских отложений Западно-Сибирской палеозойской мегаструктуры и детальные межрегиональные корреляции, широко используя биостратиграфический потенциал этой группы.

Работа выполнена в рамках проекта РФФИ №. 08-05-00575, а также интеграционного проекта СО РАН-УрО РАН «Геологическое строение, геодинамика и нефтегазоносность».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барсков И.С. Конодонты в современной геологии. "Общая геология" (Итоги науки и техники) Т. 19. – М.: ВИНТИ, 1985. – С. 93–221.
2. Дубатолов В.Н., Краснов В.И., Богуш О.И., Аксенова Л.М., Асташкина В.Ф., Дубатолова Ю.А., Задорожный В.М., Заславская Н.М., Исаев Г.Д., Кульков Н.П., Макаренко С.Н., Мирецкая Н.М., Перегоедов Л.Г., Ратанов Л.С., Савина Н.И., Сердюк З.Я., Степанов С.А., Шешегова Л.И. Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: Наука, 1990. – 181 с.
3. Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты / Под ред. Каныгина А.В. – Новосибирск: Наука, 1984. – 232 с.
4. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К., Белова Е.В., Дубатолов В.Н., Изох Н.Г., Клец А.Г., Конторович А.Э., Перегоедов Л.Г., Сенников Н.В., Тимохина И.Г., Хромых В.Г. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: СО РАН, филиал "ГЕО", 2001. – 163 с.
5. Москаленко Т.А. Описание органических остатков. Conodontophorida // Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты. Труды ИГиГ, выпуск 568. Новосибирск: Наука, 1984. – С. 166–173.
6. Аксенова Л.М., Асташкина В.Ф. Систематическое описание фауны и микрофоссилий. Группа конодонтофориды // Стратиграфия палеозойских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 131–146.
7. Макаренко С.Н., Родыгин С.А., Савина Н.И. Стратиграфия верхнего девона юго-востока Западно-Сибирской плиты // Актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Материалы научной конференции. – Томск: ТГУ, 1998, том 1. – С. 261–264.

© Д.С. Шаровка, Н.Г. Изох, 2010

УДК 553.98:004.032.26

В.К. Хуторянский, В.В. Достовалов, Е.В. Попова
ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

НОВЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Рассмотрен комплексный многофакторный нейросетевой анализ двух и трёхмерных данных с использованием кластеризации и модифицированного алгоритма обучения в программной среде «GeolEdit». Из площадных гравимагнитных данных получают трёхмерные модели распределения намагниченностей и плотностей, выбираются наиболее эффективные слои. Для математической поверхности дневного рельефа проводится частотная дисперсия и выбирается частота, наиболее коррелируемая с известными дебитами. Не все матричные слои, покрывающие изучаемую площадь, пригодны для прогноза. Построены прогнозные карты (с вероятностью 0,7–0,8) предполагаемых дебитов углеводородов по нескольким участкам Западной Сибири.

V.K. Hutoryansky, V.V. Dostovalov, E.V. Popova

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources
(SNIIGGiMS), 67, Krasnii Prospekt, Novosibirsk, 630091, Russian Federation

NEW ASPECTS OF USING NEURAL NETWORK FORECASTING FOR EAST SIBERIA HYDROCARBONS DEPOSITS

Multivariate complex neural network analysis of two and three-dimensional data using clusterization and modified teaching algorithm in «GeolEdit» environment is considered. The three-dimensional models of distribution of magnetization and density are gained from the areal gravity-magnetic data, the most effective layers are chosen. The frequency dispersion is spent and the most correlated frequency with known discharges is chosen for a mathematical surface of relief. Not all matrix layers covering the studied square, are suitable for the forecast. Predictive estimations of hydrocarbons localization are received (with probability 0,7-0,8) on several sections of West Siberia.

Общеизвестны проблемы нефтепромысловой геологии и геофизики при расширении площадей открытых месторождений углеводородов, уточнении границ залежей в межпрофильных и межскважинных пространствах, выборе наиболее перспективных объектов на новых площадях. На изучаемой территории могут отсутствовать данные сейсморазведки и разведочного бурения, но при этом имеется разнородный набор матричных покрытий,

покрывающих территорию. Как правило: топооснова, магнитометрия, гравиметрии, космоснимки, не всегда: аэрофотоснимки, геохимия, тепловая съёмка, радиометрия, электроразведка и т. д. Комплексирование таких неравнозначных матричных покрытий ранее было чрезвычайно трудоемко, а результаты весьма не однозначны. В настоящее время, широко распространено применение искусственных нейронных сетей (ИНС) для решения вышеперечисленных задач, что подтверждается многими исследователями [1, 2, 3 и др.].

Нейроинформационная система GeolEdit (НИС GeolEdit) [4] отвечает всем требованиям ГИС технологии, топологии и требованиям инструкции [5].

Технология подготовки матричных покрытий

Потенциальные поля

Как показали наши исследования [6], дебит углеводородов весьма слабо связан с наблюдаемыми магнитными и гравитационными полями, поэтому необходимо получить распределение намагниченностей и плотностей геологических образований в трёхмерном пространстве и выбрать информативные горизонты, которые могут оказаться выше или ниже продуктивного горизонта. После задания геометрии трёхмерной среды, решаем обратную задачу [7], в результате получаем распределение плотностей /намагниченностей для каждого цилиндра. По этим данным решаем прямую задачу и получаем региональное гравитационное / магнитное поле от нижнего слоя двухслойной среды. Вычитаем региональное поле из наблюдаемого, получаем локальное поле, от масс, распределённых между дневной поверхностью и заданной горизонтальной плоскостью, как индикаторно, но очень образно Д. Зидаров [7] назвал эту процедуру «циркуляр (по-русски – циркулярка)».

Дневной рельеф

Рельеф дневной поверхности исследуемой территории содержит множество признаков, в той или иной степени связанных с нефтегазоносностью, поэтому включение матрицы с математической моделью дневного рельефа в общий набор матричных покрытий повышает надежность прогноза.

Как показали наши исследования с помощью ИНС, большей связью с нефтегазоносностью имеет высокочастотная составляющая дневного рельефа (локальная составляющая), нежели сам рельеф, для получения локальной составляющей используется тот же инструмент, что и при интерпретации потенциальных полей. Например, в бассейнах рек Пеледуй и Чайка, обучение ИНС по реальному дневному рельефу дало $\Delta d = \pm 28,1 \%$, а по высокочастотной составляющей рельефа $\Delta d = \pm 22,1 \%$.

Линеаменты, получаемые дешифрированием аэрофотоснимков

Для получения матричных покрытий из линеаментов используется методика В.С. Старосельцева [8]. Строятся три матричных покрытия: средних длин всех линеаментов ($\Sigma 1/n$) и отклоняющихся по направлению от преобладающих для изучаемой территории ($\Sigma 0/n_0$), а также отношение ($\Sigma 0/\Sigma 1$). Величина скользящего окна выбрана с помощью ИНС, оптимальный размер

2 × 2 км, отметим, что у В.С. Старосельцева рекомендовано такое же окно для данных масштаба 1 : 100 000.

Морфометрия

Под морфометрией подразумевается степень эрозионной расчленённости дневного рельефа, которая получается из геометрии расположения русел рек. С топокарт наиболее крупного масштаба снимаются все русла рек. Обработка этих линейных объектов производится по методике В.С. Старосельцева, т. е. как для линеаментов.

Использование разреженных данных при обучении ИНС

Очень часто нам приходится иметь дело не только с площадными данными, но и разреженными, представленными отдельными профилями или малыми площадями. Раньше такие данные (в частности, так обычно представлена геохимия) использовались только для анализа получаемых прогнозных оценок. Использование разреженных данных в процессе обучения представляет определенные трудности: есть большая вероятность того, что нейронная сеть обучится таким образом, что решающим фактором окажутся не сами значения, а наличие или отсутствие их. Такое грубое влияние на процесс обучения нейронной сети не допустимо, так как это скорее вносит искажение в обучающую информацию, нежели дополняет её.

Для того чтобы минимизировать искажающий эффект, нами разработан следующий алгоритм использования разреженных данных.

1. Для каждого матричного слоя в отдельности анализируется сформированное окно точек. Если число точек меньше половины окна, то данное окно не участвует в обучении (коррекция весов, связанных с данным окном нулевая).

2. В случае если окно точек более чем на половину заполнено реальными данными, сила коррекции полноте данных (100 %, если есть все точки).

Такой подход позволяет сгладить влияние отсутствия/наличия данных, так как на границе области будет происходить плавное уменьшение силы коррекции весов в процессе обучения. После вычисления коэффициента коррекции на него накладывается коэффициент, связанный с рассматриваемым матричным слоем, определяемый корреляцией данного слоя с известными дебитами нефти и газа [9]. Полученная величина и используется при обучении искусственной нейронной сети как множитель, определяющий силу коррекции весов.

Бассейны рек Пеледуй и Чайка

На данной территории впервые были применены весовые коэффициенты для матричных слоёв при обучении ИНС. Данный подход в сочетании с использованием в качестве обучающих данных матрицы кластеров позволил сделать прогноз более контрастным и достоверным. Весовые коэффициенты (W_i) определяются исходя из Δd_i матричного слоя и применяются при коррекции весовых коэффициентов слоя при обучении ИНС по обратному распространению ошибки. Так как сигмоидальная активационная функция имеет диапазон значений от 0 до 1, то полученные веса приводятся к этому диапазону (нормируются на максимальный вес Δd_{max}).

Исследование корреляции матричных слоев показало, что:

- При обучении на данных о дебитах газа значительное влияние оказывает рельеф дневной поверхности.
- Для нефти хорошую корреляцию показывает уран-ториевое отношение.
- В целом лучшие результаты показывает морфометрия.

На рис. 1 приведена прогнозная карта при обучении ИНС по взвешенной сумме дебитов нефти и газа для площади бассейнов рек Пеледуй и Чайка ($\Delta d = 16.08 \%$). Стоит отметить, что на прогнозной карте наблюдается положительная аномалия 7 км западнее параметрической скважины Ч-279.

Выводы

Применение ИНС в задачах прогнозирования является математически обоснованным методом выделения функциональных зависимостей между исходным набором признаков и связанным с ним набором образов, по которым обучается нейронная сеть. Полученную зависимость можно использовать для прогнозирования исследуемого показателя на не изученных территориях. Это обосновывает возможность использования нейросетевого анализа для комплексирования разнородных данных. Система, основанная на обучении, имеет возможность выводить знания автоматически, а также обнаруживать знания, которые являются специфическими для конкретной задачи и которые трудно представить в виде набора правил, что даёт несомненное преимущество перед алгоритмическим подходом. Именно, поиск скрытых закономерностей в исходных обучающих данных особенно привлекателен при использовании нейросетевого подхода.

Применение ИНС для прогноза нефтегазоносности при ограниченном наборе матричных покрытий изучаемой площади позволяет получить прогнозную карту с вероятностью 0.65–0.92. Качество прогноза во многом зависит от масштаба используемых материалов, по результатам съемки масштаба 1:100 000, вероятность прогноза может достигать 0.8–0.92, а по данным масштаба 1 : 500 000 – 0.65–0.72. Вероятность прогноза существенным образом зависит от совокупности набора матричных покрытий, поэтому необходимо с ИНС рассмотреть каждый из имеющихся матричных слоёв в отдельности и выбрать оптимальный набор данных, со своим весовым коэффициентом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гафуров, О.М. Разработка нейроинформационных технологий прогноза и управления для решения задачи идентификации геологического тела 3D в интеллектуальной геоинформационной системе "ИнформГео" [Текст]: научное издание / О.М. Гафуров, С.В. Горбачев // Проблемы нейрокибернетики. – Ростов-на-Дону. – ЦВВР. – 2002. – Т. 203. – С. 89–92.
2. Проказов, С.А. Нейросетевые методы и программное обеспечение для решения задач нефтепромысловой геологии [Текст]: диссертация кандидата технических наук / С.А. Проказов. – Томск: ТПУ, 2003.
3. Швыдкин, Э.К. Опыт применения нейронных сетей для поисков нефти комплексом геофизических и геохимических методов [Текст] / Э.К. Швыдкин, Н.В. Бормотова, С.В. Чернов / Материалы 31 сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Москва, январь 2004 г.
4. Хуторянский, В.К. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ "GeolEdit", № 990206 зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ [Текст] / В.К. Хуторянский, А.В. Хуторянский. – Москва 22 апреля 1999 г.
5. Инструкция по составлению и подготовке к изданию листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1 : 200 000 (Роскомнедра). – Москва, 1995. – 244 с.

6. Хуторянский, В.К. О выделении залежей углеводородов при помощи нейроинформационной системы “GeolEdit” [Текст] / В.К. Хуторянский, В.В. Достовалов // Материалы научно-практической конференции “Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края”. – Красноярск, 2007. – С. 147–151.

7. Зидаров, Д. О решении некоторых обратных задач потенциальных полей и его применении к вопросам геофизики [Текст] / Д. Зидаров. – София, 1968. – 257 с.

8. Старосельцев, В.С. Технология прогноза погребенных поднятий и их нефтегазоносности [Текст] / В.С. Старосельцев, М.И. Муратов // Обратные задачи и информационные технологии рационального природопользования: Материалы IV научно-практической конференции. – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 128–130.

9. Хуторянский, В.К. О применении нейросетевого прогнозирования на месторождениях углеводородов Западной и Восточной Сибири [Текст] / В.К. Хуторянский, В.В. Достовалов // Материалы V Международного научного конгресса и выставки “ГЕО-Сибирь-2009”. – Новосибирск, 2009. – С. 265–269.

© В.К. Хуторянский, В.В. Достовалов, Е.В. Попова, 2010

УДК 551.732.2.03/.3.03:56(571.5)

Т.В. Пегель, Ю.Я. Шабанов, И.Е. Горяева

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ТРАДИЦИОННАЯ ГРАНИЦА НИЖНЕГО И СРЕДНЕГО КЕМБРИЯ В РОССИЙСКОЙ И МЕЖДУНАРОДНОЙ СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ШКАЛАХ: OVATORYSTOCARA GRANULATA ИЛИ ORYCTOCEPHALUS INDICUS?

Кембрийская система в Международной стратиграфической шкале единственная, где до сих пор официально признаны только несколько международных ярусов. В статье рассмотрена проблема традиционной границы нижнего и среднего кембрия и роль разрезов Сибирской платформы в строительстве планетарной шкалы.

T.V. Pegel, Yu.Ya. Shabanov, I.E. Goryaeva

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources,

67 Krasny Prospect, Novosibirsk 630091, Russian Federation

TRADITIONAL LOWER-MIDDLE CAMBRIAN BOUNDARY IN RUSSIAN AND INTERNATIONAL STRATIGRAPHIC SCALES: OVATORYSTOCARA GRANULATA OR ORYCTOCEPHALUS INDICUS?

The Cambrian System of the International Stratigraphic Scale is one, which still has a few formal universally recognizable international stages. The problem of the traditional Lower-Middle Cambrian boundary and a role of the Siberian Platform sections in the construction of the planetary scale are under consideration of the article.

До недавнего времени кембрийская система не имела официально признанных подразделений Международной (Планетарной) стратиграфической шкалы (МСШ). Поэтому во многих странах мира, в том числе и в России, были созданы свои стандарты региональных ярусов. Утвержденная Межведомственным стратиграфическим комитетом СССР и принятая к использованию на территории бывшего Советского Союза ярусная шкала нижнего и среднего кембрия разработана на материалах Сибирской платформы, верхнего кембрия – Южного Казахстана [1].

Кембрий традиционно подразделялся на три отдела. Однако, после присоединения к нему части докембрийского разреза, решением Международной подкомиссии по кембрийской стратиграфии (ISCS) было принято четырехчленное деление кембрийской системы [2 и др.]. Первый (нижний) и четвертый (верхний) отделы уже получили собственные наименования (терренёвский и фурунгий, соответственно), два других пока обозначены цифрами 2 и 3. Традиционная граница между нижним и средним

кембрием соответствует границе между вторым и третьим отделами (рис. 1). Выбор и установление глобального стратотипа этой границы в настоящее время является одной из первоочередных задач, сформулированных ICS.

Система	Отдел (традиционный)	Отдел (новый)	Ярус	Границы ярусов (GSSPs)
Ордовикская	Нижний	Нижний	Тремадокский	FAD <i>Iapetognathus fluctivagus</i> (GSSP)
Кембрийская	Верхний	Фуронский (отдел 4)	Ярус 10	FAD <i>Lotagnostus americanus</i>
			Ярус 9	FAD <i>Agnostotes orientalis</i>
			Паибийский (ярус 8)	FAD <i>Glyptagnostus reticulatus</i> (GSSP)
	Средний	Отдел 3 (неустановленный)	Гужанский (ярус 7)	FAD <i>Lejopyge laevigata</i> (GSSP)
			Друмский (ярус 6)	FAD <i>Ptychagnostus atavus</i> (GSSP)
			Молодовский (ярус 5, предлагаемый)	FAD <i>Ovatoryctocara granulata</i>: предлагаемая GSSP
	Нижний	Отдел 2 (неустановленный)	Ярус 4	?FAD <i>Olenellus</i> or <i>Redlichia</i> or other
			Ярус 3	FAD trilobites
		Терренёвский (отдел 1)	Ярус 2	?FAD SSF or archaeocyathid species
	Вендский		Фортунский (ярус 1)	FAD <i>Trichophycus pedum</i> (GSSP)

Рис. 1. Схема расчленения кембрийской системы, предлагаемая Международной подкомиссией по кембрийской стратиграфии. Точки глобальных стратотипов границ (GSSPs), определяемые уровнями первого появления палеонтологических таксонов (FAD) и ратифицированные Международной стратиграфической комиссией, а также предлагаемые российскими стратиграфами в качестве подразделений Международной стратиграфической шкалы, обозначены жирным шрифтом [3 с изменениями]

ICS в рамках Проекта по глобальным подразделениям кембрия определила ряд уровней глобальной корреляции, которые могли бы стать границами международных ярусов и отделов кембрийской системы. Для определения границы второго и третьего отделов были предложены к изучению уровни первого появления нескольких таксонов трилобитов. В настоящее время выбраны и обсуждаются только два из них: уровни первого появления *Ovatoryctocara granulata* и *Oryctocephalus indicus*. Российские исследователи являются сторонниками первого варианта. Второй вариант предлагается и

активно отстаивается китайскими коллегами. Выбор этих уровней отражает два традиционно разных подхода к установлению границы нижнего и среднего кембрия.

В России критерием установления границы этих двух отделов служат важные изменения в развитии и составе кембрийской биоты. Вблизи этого уровня вымирает характернейший для нижнего кембрия тип *Archaeocyatha*, происходят существенные изменения в развитии брахиопод: широко распространенные в нижнем кембрии формы с карбонатными раковинами (*Kutorgina*, *Obolella*, *Sibiria*, *Nisusia*, *Trematobolus*, *Matutella* и др.) замещаются брахиоподами класса *Lingulata* (*Homotreta*, *Linnarssonina*, *Pegmatreta*, *Lingulella*, *Acrothele* и др.) с фосфатными раковинами, ставшими одними из наиболее многочисленных и разнообразных групп организмов в среднем кембрии. Вблизи этого уровня завершает развитие характерное для ботомского и тойонского ярусов нижнего кембрия Сибири трилобитовое семейство *Protolenidae*, появляются характерные для среднего кембрия агностиды и семейства *Paradoxididae* и *Oryctocephalidae*.

В Китае в нижнем кембрии были широко развиты представители трилобитового семейства *Redlichiidae*, имеющие ограниченное распространение в Сибири. С их исчезновением в Китае традиционно связывают рубеж нижнего и среднего кембрия. В последнее десятилетие к этому критерию китайские специалисты добавили исчезновение трилобитового рода *Bathynotus* и появление вида *Oryctocephalus indicus* [4, 5 и др.].

Одной из главных и сложнейших задач стратиграфии и палеонтологии при разработке шкал и схем являются возможности широкой и уверенной корреляции. Однако эта проблема не может иметь однозначного решения в глобальном масштабе из-за особенностей геологического развития каждого из палеоконтинентов и связанных с этим различия темпов и направления эволюции органического мира. Возможно только стремление к максимальному приближению решения этой задачи.

Уровень появления трилобитов *Ovatoryctocara granulata* является одним из главных претендентов на установление точки глобального стратотипа границы (GSSP) в основании традиционного среднего кембрия. В пользу этого свидетельствуют те факты, что данный вид имеет достаточно широкое палеогеографическое распространение (Ньюфаундленд, Гренландия, Южный Китай и Сибирь), узкий стратиграфический интервал, характерные морфологические черты, которые позволяют распознавать его среди других близкородственных видов. Практически одновременно с ним появляются первые представители семейства *Paradoxididae*, а также агностиды, которые традиционно считаются среднекембрийскими во многих регионах мира. Это расширяет корреляционные возможности рассматриваемого стратиграфического уровня. Совместное нахождение *Ovatoryctocara granulata* на Сибирской платформе с другими трилобитами (*Kiskinella*, *Pagetides*, *Bathynotus*, *Paradoxides*) позволяет осуществлять корреляцию с Южным Китаем (основание зоны *Ovatoryctocara granulata*-*Bathynotus holopygus*), Австралией (зона *Redlichia chinensis*, ярусы Ordian/Early Templetonian традиционного

среднего кембрия), Лаврентией (зона *Nephrolenellus multinodus*), северной Гренландией (основание зоны *Pagetides elegans*), Юго-восточным Ньюфаундлендом (средняя часть зоны *Cephalopyge*), Балтикой (основание зоны *Essaparadoxides oelandicus*).

Первое появление *Oryctocephalus indicus* рассматривается в качестве другого уровня глобальной корреляции [6 и др.]. Представление об этом виде базируется на морфологии ассоциирующих деформированных кранидиев, найденных на севере Индии [7]. В связи с этим идентификация с ними найденных в Китае практически целых спинных щитов ориктоцефалид может быть признана только с определенным сомнением. Кроме того, этот уровень не может быть протрассирован с достаточной точностью в такие кембрийские континенты, как Авалония, Западная Гондвана и Балтика, поскольку на этих территориях применяется древнейшая концепция установления границы традиционного нижнего и среднего кембрия - по появлению представителей рода *Paradoxides*, отсутствующих в Китае.

В качестве стратотипа нового (пятого) ярусного подразделения, нижняя граница которого одновременно является границей второго и третьего отделов МСШ [3], российскими специалистами предлагается разрез куонамской свиты на р. Молодо. Он демонстрировался на XIII международной полевой конференции по ярусному делению кембрия (Западная Якутия, 2008) [8] и был признан одним из лучших разрезов мира в этом стратиграфическом интервале. Предлагаемый новый молодовский ярус практически равен по стратиграфическому объему амгинскому ярусу среднекембрийской шкалы России. Их различие состоит в том, что стратотипом молодовского яруса служит разрез отложений открытого бассейна, охарактеризованных группами организмов, имеющими широкое географическое распространение, что позволяет осуществлять корреляцию с отложениями удаленных регионов мира. Стратотип амгинского яруса установлен в рифогенных образованиях с богатой, но в значительной степени эндемичной биотой. Важным положительным моментом, отличающим разрез куонамской свиты на р. Молодо от других претендентов на роль международного стандарта, является тот факт, что он одновременно является не только стратотипом нижней границы предлагаемого подразделения, как это требуют правила, разработанные ISCS, но и ярусного подразделения в полном объеме, с нижней и верхней границами, представленными в одном непрерывном обнажении.

Дополнительным подтверждением важности выбранного российскими специалистами уровня являются недавно полученные материалы бурения скважины Нижнеимбакская-219 на северо-западе Красноярского края. Здесь из интервала 2 314–2 334 м собрана обширная коллекция трилобитов (представители родов *Kounamkites*, *Bathynotus*, *Paradoxides*, *Dinesus*, *Oryctocephalops* и др.) и брахиопод, позволяющих относить вмещающие отложения к зонам *Ovatoryctocara* и *Kounamkites* нижней половины амгинского яруса среднего кембрия Сибирской платформы. Здесь впервые в Сибири встречены китайские виды рода *Bathynotus* (*B. elongatus* Zhao, Gong et Huang, *B. kueichouensis* Lu in Wang et al.), сопровождаемые трилобитами зоны

Ovatoryctocara и перекрываемые отложениями зоны Kounamkites. В Китае эти виды рода *Bathynotus* распространены в отложениях зоны Ovatoryctocara granulata-Bathynotus holopygus, сопоставимых по возрасту с зоной Ovatoryctocara Сибирской платформы. Присутствие в сибирской скважине китайских видов *Bathynotus* выше слоев с древними представителями рода *Paradoxides* позволяет сопоставлять вмещающие отложения зоны Ovatoryctocara не только с китайским разрезом, но и с низами среднего кембрия Скандинавии и Ньюфаундленда.

Приведенный обзор состояния изученности пограничного интервала традиционных нижнего и среднего отделов кембрия показывает несомненное преимущество использования в качестве уровня глобальной корреляции, а также границы отделов появления трилобитов *Ovatoryctocara granulata*. Этот уровень соответствует подошве зоны Ovatoryctocara и нижней границе амгинского яруса Общей стратиграфической шкалы России и региональной шкалы Сибирской платформы. Стратотипом этой границы и нового ярусного подразделения может служить разрез куонамской свиты по р. Молодо.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Постановления Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. – Л.: МСК, 1983. – Вып. 21. – С. 74.
2. Geyer, G. and Shergold, J. The quest for internationally recognized divisions of Cambrian time // Episodes, vol. 23, N 3. 2000. Pp. 188–195.
3. Babcock, L.E., Peng, S.C., Geyer, G., and Shergold, J.H. Changing perspectives on Cambrian chronostratigraphy and progress toward subdivision of the Cambrian System. Geosciences Journal, 2005, vol. 9, No 2. 101–106 pp.
4. Peng, J., Zhao, Y.L., Yuan, J.L., Yao, L., Yang, H. Bathynotus: A key trilobite taxon for global stratigraphic boundary correlation between Cambrian Series 2 and Cambrian Series 3 / Progress in Natural Science, 2008. Pp. 7–14.
5. Zhao, Y.L., Yuan, J.L., Peng, S.C., Babcock, L.E., Peng, J., Lin, J.P., Guo Q.J., Tai, T., Yang, R., Wang, Y. A new section of Kaili Formation (Cambrian) and a biostratigraphic study of the boundary interval across the undefined Cambrian Series 2 and Series 3 at Jianshan, Jianhe County, China with a discussion of global correlation based on the first appearance datum of Oryctocephalus indicus (Reed, 1910) / Progress in Natural Science, 2008. Pp. 8–16.
6. Zhao, Y.L., Yuan, J.L., Peng, S.C., Babcock, L.E., Peng, J., Lin, J.P., Guo Q.J. & Wang Y.X., 2007:09:03. New data on the Wuliu-Zengjiayan section (Balang, South China), GSSP candidate for the base of Cambrian Series 3. *Memoirs of the Association of Australasian Palaeontologists* 33, 57-65. ISSN 0810-8889.
7. Reed, F. R. C. The Cambrian fossils of Spiti. *Memoirs of the Geological Survey of India. Palaeontologia Indica*, 1910, 15(7), pp. 1–70.
8. Шабанов, Ю.Я., Коровников, И.В., Переладов, В.С. Фефелов, А.Ф. Кембрий Сибирской платформы. Книга 2: Северо-восток Сибирской платформы / Москва-Новосибирск, 2008. – С. 8–59.

УДК 556.3:553.981/.982(571.5)

Д.С. Малков

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНО-НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В статье рассмотрены гидрогеологические условия продуктивных горизонтов Верхнечонского месторождения. Обсуждаются закономерности распределения по разрезу пластовых давлений, температур, а так же, химического состава пластовых вод.

D.S. Malkov

FGUP SNIIGGiMS, Novosibirsk

HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS FOR OIL-AND-GAS-CONTENT OF THE VERKHNECHONSKOYE GAS-CONDENSATE-OIL FIELD

Hydrogeological conditions of producing horizons within the Verkhnechonskoye field are considered in the paper. Regularities in distribution through the section of formation pressure, temperature and chemical composition of formation water are discussed.

Верхнечонское газоконденсатно-нефтяное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области, в бассейне верхнего течения р. Чоны. В тектоническом отношении оно располагается в пределах центральной части Непского свода.

Месторождение открыто в 1978 г. параметрической скв. 122, в которой притоки газа получены из верхнечонского и осинского горизонтов. В последующие годы на его территории пробурено около 100 скважин. В настоящее время разведочные работы на месторождении завершены [1].

В гидрогеологическом отношении, Верхнечонское месторождение, располагается в пределах крупного Ангара-Ленского артезианского бассейна, в непосредственной близости к границе с Якутским артезианским бассейном первого порядка. Пограничное положение месторождения, определяет специфику его гидрогеологических условий.

Тектонические условия определяет субширотный Могдинско-Ленский разлом, разделяющий месторождения на «северный» и «центральный блоки» а также разрывные нарушения, ограничивающие северо-западное окончание Верхнечонско-Талаканского грабена. Эти нарушения, выделенные с наибольшей степенью достоверности, обособляют самостоятельные залежи

углеводородов и во многом определяют особенности положения флюидных контактов.

В разрезе осадочного чехла изучаемого месторождения, выделяют 3 нефтегазоводоносных комплекса. Основные объемы известных, на сегодняшний день, скоплений углеводородов на территории Верхней Чоны сосредоточены в вендском и верхневендско-нижнекембрийском комплексах.

Проницаемые горизонты охватывают породы коры выветривания кристаллического фундамента, отложения терригенного венда (пласты чонский II и чонский I непской свиты) и вендско-нижнекембрийские карбонатные отложения (преображенский горизонт катангской свиты, усть-кутский горизонт тэтэрской свиты, осинский горизонт усольской свиты).

Таблица 1 Гидрогеологическая изученность комплексов

Вид анализов, замеров	Всего	В том числе по комплексам	
		вендский	верхневендский- нижнекембрийский
Пластовые давления (точки замера)	168	76	92
Пластовая температура (точки замера)	88	52	36
Общий химический анализ воды	67	29	38
Анализ водорастворенных газов	53	28	25

Согласно региональным картам [Сурнин и др. 2006, 2007], гидродинамический фон Лено-Тунгусской НПП, в пределах которой располагается Верхнечонское газоконденсатнонефтяное месторождение, в целом выровнен и близок к равновесному, но осложнен зонами как высоких, вплоть до аномально высоких так и низких, вплоть до аномально низких пластовых давлений. На северо-восточной половине НБА, в вендском терригенном нефтегазоводоносном комплексе получил развитие субгидростатический и депрессионный гидродинамический режим. Здесь, в подсолевых терригенных отложениях венда дефицит измеренных пластовых давлений в проницаемых горизонтах достигает 20–30 %.

К западу и южнее области развития низких давлений размещается гидродинамическая область нормальных давлений, которая охватывает всю юго-западную часть НБА и далее прослеживается на территории Ангаро-Ленской ступени.

Верхнечонское месторождение располагается в непосредственной близости к пограничной зоне между двумя обширными территориями с различной природой распределения давлений в проницаемых горизонтах. Этот участок достаточно полно изучен глубоким бурением и, соответственно, характеризуется достаточно объемным массивом данных по замеренным пластовым давлениям в продуктивных горизонтах.

В общей сложности, при анализе гидродинамической обстановки было рассмотрено порядка 170 объектов с измеренными пластовыми давлениями по 63 скважинам.

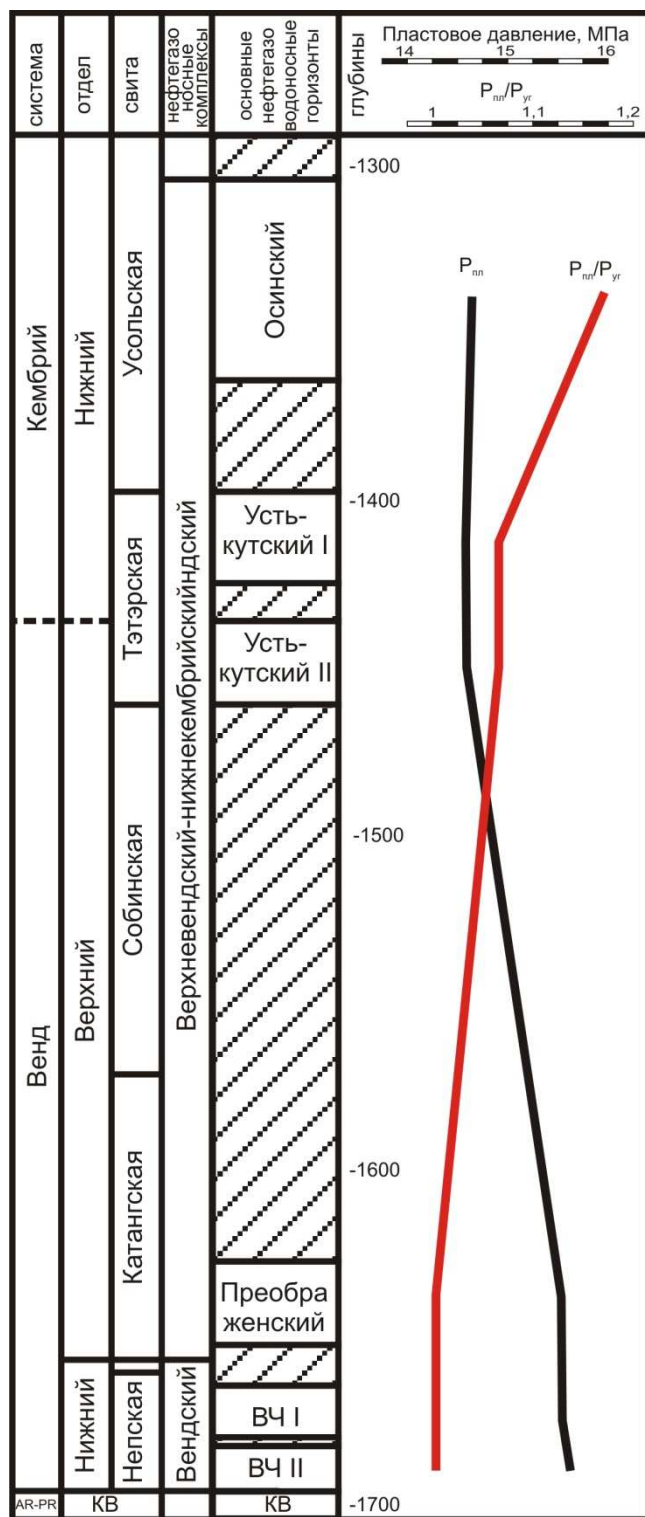
Для гидродинамических расчетов использовались следующие показатели:

– Коэффициент негидростатичности ($P_{пл}/P_{у.г.}$), который определяется как отношение пластового давления к условно-гидростатическому давлению.

$$K = \frac{P_{пл.}}{P_{у.г.}},$$

– Приведенное пластовое давление на плоскости сравнения -1600 м $P_{прив}$, МПа (-1600 м).

Эти показатели позволяют сопоставлять данные давлений замеренных на



различных гипсометрических уровнях осадочного чехла и сравнивать между собой гидродинамические системы различных горизонтов.

В осинском горизонте наблюдаются повышенные значения гидродинамических показателей. Пластовые давления, замеренные на глубинах 1 261–1 408 метров порядка 13–16 МПа. Среднее значение по 22 замерам – 14,92 МПа. Среднее значение коэффициента негидростатичности по горизонту на 14 % выше гидростатики, достигая максимального значения 1,29. Значения приведенных к плоскости сравнения -1 600 метров давлений колеблются в пределах 21,14–24,84 МПа. (рис. 1).

Усть-кутский продуктивный горизонт, так же, находится в зоне сверхгидростатических давлений. Среднее значение замеренного пластового давления для него – 14,8 МПа. Значения гидростатики превышены, в среднем, на 5–6 %

Картина распределение давлений в нижележащих горизонтах несколько иная: значения коэффициента негидростатичности близки или же несколько ниже 1 что свидетельствует о равновесном гидростатическом режиме. Значения приведенных давлений, в сравнении с гипсометрически

Рис. 1 Гидродинамический режим

вышележащими продуктивными горизонтами, существенно ниже (в среднем на 3 МПа.) Такая разная гидродинамика этих уровней объясняется мощной толщей флюидоупорных отложений, которая отделяет проницаемые горизонты осинского и куть-кустского уровней от нижележащих горизонтов.

В целом, пластовые давления в изучаемой части разреза меняются в диапазоне 13–17 МПа, что составляет 0,8–1,3 от условного гидростатического давления. При этом наблюдается вертикальная гидродинамическая инверсия - возрастание дефицита давлений с глубиной вниз по разрезу к фундаменту, где коэффициент негидростатичности снижается до значений 0,8–0,9. Это находит отражение и в приведенных давлениях, значения которые также снижаются вниз к фундаменту.

В геохимическом отношении вертикальная зональность продуктивного разреза месторождения дифференцирована не столь явно. Качественных проб пластовой воды мало и, в этой связи, разброс концентраций рассолов, даже в пределах одного горизонта достаточно существенен. В целом для территории Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения характерны воды хлоркальциевого типа с общей минерализацией в пределах от 360 до 440 г/л.

В водах присутствует бром – до 7 000 мг/л и более. Водорастворенные газы представлены в основном метаном и его гомологами – до 97 %, азотом.

Температурный режим недр в условиях изучаемого месторождения изучен слабо. Данные по замерам температур при испытании скважин сильно разнятся, качественно записанных электротермограмм в выстоявшихся скважинах не так много. Согласно имеющимся материалам, температурный градиент увеличивается с глубиной от значений 0,7–0,9 на уровне осинского горизонта до значений 1,6–2,4 в подошве вендских отложений.

В целом, следует отметить, что в силу гипсометрически высокого положения Непского свода, а так же отсутствия в разрезе сколько-нибудь мощного теплоупора, значения температур на поверхности венда (кровля тэтэрской свиты) редко превышают 15 °С.

Все процессы связанные с нефтегазообразованием и нефтегазонакоплением происходят в среде, существенным элементом которой являются подземные воды. Вопросы изучения гидрогеологических условий месторождений видятся мне крайне важными. При производстве геологоразведочных работ, и особенно при постановке буровых работ, следует с большим вниманием относиться к вопросам получения в достаточном объеме качественного гидрогеологического материала. Это в дальнейшем позволит существенно облегчить решение задач связанных с построением прогнозных карт нефтегазоносности основанных на гидрогеологических критериях, а так же более уверенно уточнять геологическое строение изучаемых территорий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Г.Г. Шемин;

отв. редактор В.А. Каширцев. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геол. и геофиз. им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 467 с.

© Д.С. Малков, 2010

УДК (551.243.4:551.248.1):553.98(571.5-12)

Т.И. Ларионова

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

РЕКОНСТРУКЦИЯ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ НЮЙСКО-ДЖЕРБИНСКОЙ ВПАДИНЫ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

В статье рассматривается применение методики построения сбалансированных разрезов для реконструкции геологического строения складчато-надвиговых дислокаций Нюйско-Джербинской впадины.

T.I. Larionova

Siberian Research Institute Geology, Geophysics Mineral Resources (FGUP
SNIIGGiMS)

Krasnii Prospekt, 67, Novosibirsk, 630091, Russian Federation

GEOLOGY OF FOLD-THRUST DISLOCATIONS OF THE NYUYA-DZHERBA DEPRESSION

The paper deals with methods used to construct well-balanced sections for reconstruction of the geology of fold-thrust dislocations of the Nyuya-Dzherba depression.

Важнейшим регионом Восточной Сибири, где возможно открытие месторождений нефти и газа, является Предпатомский региональный прогиб и в частности, находящаяся в его составе Нюйско-Джербинская впадина. Наличие мощной толщи рифейских и вендских отложений [1], способных генерировать углеводороды, а также благоприятных условий для их миграции и аккумуляции, позволяют рассматривать Нюйско-Джербинскую впадину, как весьма перспективную территорию для поисков углеводородов [2].

Предпатомский региональный прогиб характеризуется сложным тектоническим строением. Он расположен в зоне сочленения Байкальской складчатой области и Сибирской платформы. Осадочный чехол прогиба, и в частности Нюйско-Джербинской впадины, по характеру дислоцированности имеет двухъярусное строение. Деление происходит по уровню торсальных солей венда [3].

Нижний ярус, автохтон, – это недеформированный складчатостью край платформы, наклоненный в сторону складчатой области, выше которого по базальному надвигу (детachment) происходило смещение и смятие верхнего яруса (аллохтона), представленного отложениями карбонатного венда и нижнего палеозоя. Более мелкие локальные срывы на исследуемой территории приурочены в основном к соленосным горизонтам нижнего кембрия.

Дисгармония в дислоцированности верхнего и нижнего ярусов затрудняет изучение геологического строения складчато-надвиговых поясов по результатам геологической съемки. Материалы сейсморазведочных работ не дают достаточной информации, так как на участках, осложненных дислоцированностью, информативность сейсморазведочных работ снижается, вплоть до полного ее исчезновения.

Бетинчинская антиклиналь

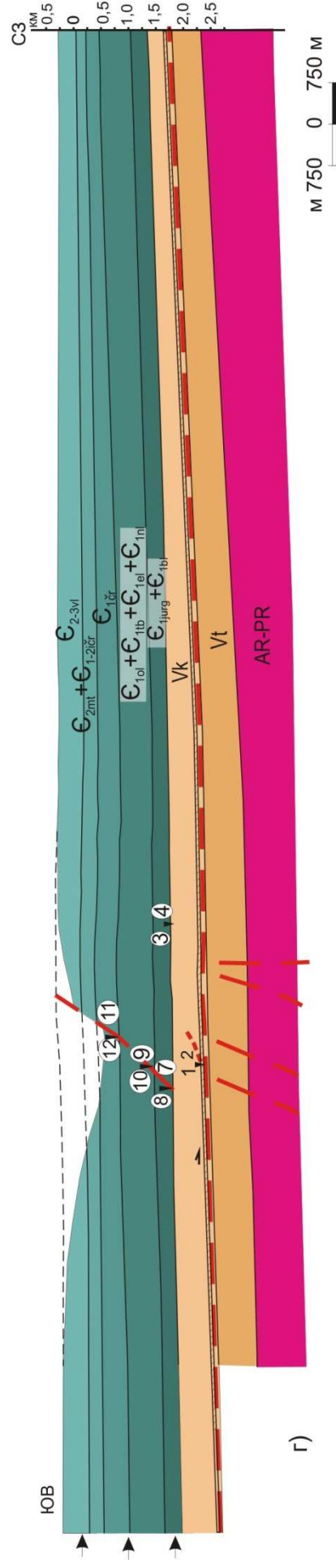
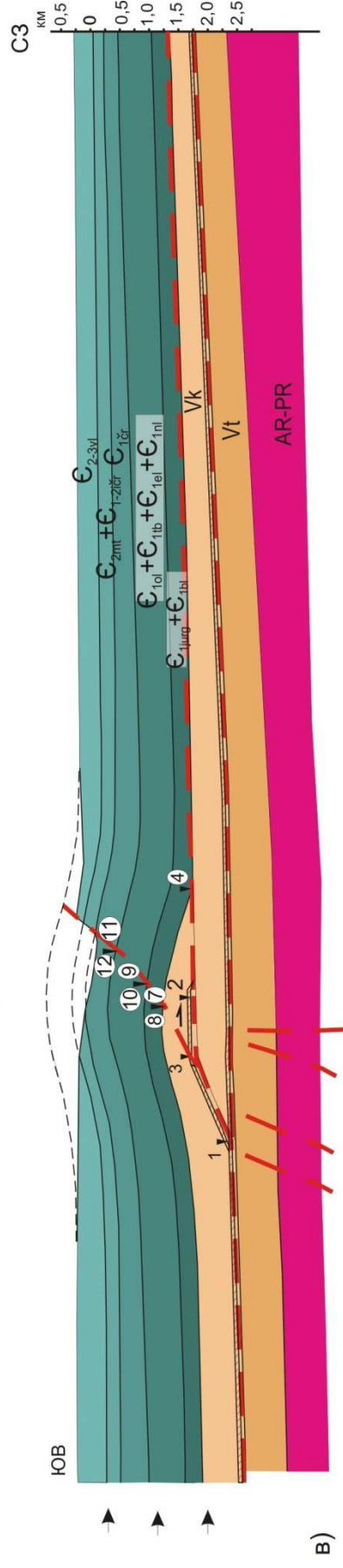


Рис. 1. (Продолжение) Сбалансированный и его восстановленный разрез Бетинжинской антиклинали
 1- пласт торсальных солей, 2-разрывные нарушения, 3-направление движения слоев, 4- направление тектонического напряжения.

Для реконструкции строения складчато-надвиговых областей за рубежом широко применяется метод сбалансированных разрезов. Чтобы проверить является ли построенный разрез сбалансированным, его нужно развернуть в недеформированное состояние. На восстановленном разрезе все слои должны совместиться вдоль траектории движения надвигов без пробелов и перекрытий. Так же должны выполняться ряд условий, одним из которых является сохранность длины слоев. Соблюдение условий сбалансированного разреза позволяет контролировать амплитудные смещения при построении геологического разреза.

Чтобы построить сбалансированный разрез необходимо: 1) иметь данные о приповерхностной структуре, 2) знать стратиграфическую приуроченность и глубину до детачмента, 3) определить нулевой горизонтальный уровень отсчета палеостратиграфического разреза [4]. Имеющиеся геологосъемочные материалы позволяют строить приповерхностные структурные разрезы. Скважины, пробуренные на исследуемой территории указывают на то, что подошва надвиговой системы связана с основанием аянской толщи, а детачмент приурочен к торсальским солям.

Материалы бурения свидетельствуют о том, что при приближении к Непско-Ботубинской антеклизе детачмент переходит с уровня торсальских солей на более молодые соленосные уровни. Перескок детачмента на более древний уровень (поверхность фундамента) происходит в пределах Мухтуйской антиклинальной зоны.

Палеоглубинное положение литостратиграфических границ может быть определено по скважинам, вскрывшим автохтон или по современным отметкам высот в ядрах крупных синклиналей, сложенных горизонтально залегающими отложениями. На основе палеоглубин строят палеоглубинные карты.

Также производится построение палеогеологической схемы на срезе средней отметки рельефа исследуемой территории. В конкретном случае она составляет +300 м. Такая схема с геологической картой позволяет судить о стратиграфическом объеме размыва, вызванного надвиговыми дислокациями. После построения приповерхностного структурного разреза, определения стратиграфического положения детачмента и реконструкции палеостратиграфического разреза заполняется пространство между приповерхностной структурой и детачментом.

Бетинчинская антиклиналь, находящаяся в составе Мурбайской антиклинальной зоны, имеет относительно простую структурную форму. Ее структура классифицируется как взбросо-складка амплитудой порядка 250 м, плоскость срыва которой ответвляется от рампа, образованного плоскостями скольжения по торсальским и юрегинским солям. Глубинное строение антиклинали выявлено на основе интерпретации сейсмических профилей, пересекающих эту структуру с использованием методики построения сбалансированного разреза. Автор попытался восстановить последовательность формирования Бетинчинской антиклинали (рис. 1). Удлинение разреза составляет порядка 3 км. Возможно, что причиной развития рампа послужила повышенная дизъюнктивная нарушенность фундамента.

Наряду с просто построенной Бетинчинской структурой имеются структуры более сложного строения. В составе Дабанско-Улугурской антиклинальной

зоны выделяется Улугурская структура. Здесь намечаются рамповые складки, дуплексы, взбросо-складки. В ее пределах пробурено две скважины и пройдены ряд сейсмопрофилей. Скважины до автохтона не добурены. Плоскости срыва детачмента развиты по торсальским и юрегинским солям. Дуплексы сложены отложениями чарской свиты. Наличием дуплексов можно объяснить укорочение слоев чарской свиты. В вышележащих слоях укорочение реализуется за счет образования надвигов и складок.

Палинспатические построения, являющиеся одним из методов палеотектонического анализа реконструкции тектонических структур и выяснения основных закономерностей строения складчатых областей, в частности складчато-надвиговых поясов, помогают изучению геологического строения складчато-надвиговых зон и, тем самым, прогнозированию структур, благоприятных для скопления углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. Конторовича А.Э., Суркова В.С., Трофимука А.А. – М.: Недра, 1981. – 550 с.
2. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Шарьяжное строение зоны сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем // Советская геология. – 1989. – № 7. – С. 9–15.
3. Гайдук В.В. Реконструкция структуры надвиговых поясов и локальная оценка их нефтегазоносности на примере Индигиро-Зыряновского, Предверхоянского прогибов и Нюйско-Джербинской впадины. Автореферат дисс. докт. геол.-минерал. наук. – Новосибирск, ОИГГМ СО РАН, 1995. – 37 с.
4. Гайдук В.В., Прокопьев А.В. Методы изучения складчато-надвиговых поясов. – Новосибирск: Наука, Сиб. предприятие РАН, 1999. – 159 с.

© Т.И. Ларионова, 2010

УДК 550.84:553.982.041(571.53)

Ю.И. Коробов, Л.Д. Малюшко, П.Н. Соболев

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ РАБОТ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ЦЕНТРАЛЬНОГО УЧАСТКА КРИВОЛУКСКОЙ ПЛОЩАДИ

Геохимические критерии локального прогноза нефтегазоносности территории, установленные на основе применения метода ДГМ (диагностики генезиса минералов) при изучении приповерхностных отложений центрального участка Криволукской площади, на котором предварительно были выделены структуры 3-его и 4-ого порядков, свидетельствуют о том, что изучаемая территория может быть рекомендована для дальнейших поисково-разведочных работ с целью обнаружения залежей углеводородов.

Yu.I. Korobov, L.D. Malyushko, P.N. Sobolev

Siberian Research Institute of Geology Geophysics and Mineral Resources
(SNIIGGiMS)

Krasny Pr., 67, Novosibirsk, 630091, Russian Federation

INTEGRATED GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL WORKS FOR PETROLEUM POTENTIAL ESTIMATION OF THE CENTRAL PART OF THE KRIVOLUKSKAYA AREA

Geochemical criteria for local prediction of the territory petroleum potential, established from DMG (diagnostics of mineral genesis) method when studying near-surface deposits of the central part of the Krivolukskaya area, where structures of the 3d and 4th order have been previously defined, testify to the fact that the area studied may be proposed for further exploration aimed at hydrocarbon pool discovery.

При поисках и прогнозной оценке территории на обнаружение нефтяных и газовых месторождений большое значение имеет выявление тектонических структур различных порядков. Анализ карт 100 000 масштаба позволил выделить в юго-западном районе центрального участка Криволукской площади Верхнеичиктинскую структуру, в пределах которой в полевой период работ был проведен комплекс геохимического опробования.

Характерной особенностью нефтегазоносных территорий является наличие аномальных газо- и литогеохимических полей, формирующихся непосредственно над залежами углеводородов.

За полевой период работ было пройдено более 200 погонных километров пеших маршрутов, отобрано 192 образца подпочвенных глин и суглинков, вскрытых шурфами и закопушками на глубине 0,4–0,6 м. При определении

расстояний между профилями учитывалось геолого-геоморфологическое и тектоническое строение исследуемой площади; расстояние между точками отбора проб в большинстве случаев составляло 1 км.

Для определения состава и выявления геохимических особенностей образцы подпочвенных грунтов были проанализированы комплексом методов. Истинные концентрации окислов порообразующих элементов получены методом РФА – рентгенфлюоресцентного анализа; потери при прокаливании – весовым; содержания редких и рассеянных элементов, а также ориентировочные концентрации порообразующих компонентов – спектральным (ПКСА на основе раскрытия валентных связей элементов). Определение параметров среды (рН, Eh) формирования вторичных минералов проводилось потенциометрическим методом. Все указанные виды анализа являются составными частями метода ДГМ – диагностики генезиса минералов, разработанного в спектральной лаборатории СНИИГГиМСа [1]. Метод отработывался на эталонных участках разрабатываемых месторождений нефти и газа Восточной и Западной Сибири и широко использовался для опробования территорий лицензионных участков Красноярского края. Основой метода является определение значений КГИ (коэффициент генетической информации), величина которого характеризует качественные и количественные характеристики поверхностных лито-геохимических полей. Значения КГИ несут в себе информацию об энергетическом состоянии валентных электронов атомов элементов при формировании последними собственных минеральных форм, либо об энергетике валентных электронов атомов элементов при их вхождении в виде изоморфных примесей в структуру основных порообразующих минералов. Таким образом, значения КГИ являются показателями условий образования (генезиса) минералов. Они отражают особенности строения кристаллических структур минералов, входящих в состав исследуемых пород и формирующихся из одних и тех же компонентов (ионный и анионный состав) в различных термодинамических (Т, Р), щелочно-кислотных (рН) и окислительно-восстановительных (Eh) условиях среды. Полученные (рабочие) значения коэффициентов генетической информации сравниваются с табличными, установленными ранее в результате многолетнего изучения изверженных, осадочных и метаморфических горных пород, минералов, торфов, почв, руд различного состава и генезиса. Вычисление коэффициентов генетической информации основано на использовании результатов определения концентраций основных порообразующих элементов в образцах горных пород двумя видами анализа: ПКСА на основе раскрытия валентных связей элементов и химического (или, как в нашем случае, РФА). $KGI = \frac{C_{ист}}{C_{сп}}$, т. е. коэффициент генетической информации есть отношение истинной концентрации элемента (установленной химическим методом) к ориентировочной концентрации (полученной при спектральном анализе методом «твердого графика»). Значение КГИ меняется квантометрически. Например, для карбонатных минералов, формирующихся в щелочных окислительных условиях ($pH > 7.0$, $Eh > 200$ мВ) электростатического поля КГИ для кальция может принимать значения: 0,5 для

поляризованных и биогенных карбонатов и 0,67 для неполяризованных хомогенных минералов кальция. В то же время, КГИ для кальция $K_{Ca} = 1,0$ свидетельствует о формировании кристаллов карбоната кальция при высокой температуре. При высокой температуре (по правилу Хунда) у атома кальция происходит переворачивание спина валентного электрона: $S = \frac{1}{2} \rightarrow S = -\frac{1}{2}$, что означает переход от вращения электрона вокруг своей оси вправо к его вращению влево. Такое явление приводит к формированию кристаллов с измененной величиной магнитной восприимчивости. Аналогичный эффект наблюдается в областях растяжения при продвижении вверх глубинного флюида и других энергетических процессах.

Как показала практика, в условиях восстановительного эпигенеза при (обеспечиваемом условиями УВ заражения) избытке свободных электронов, значения КГИ для кальция $K_{Ca} = 0,17$ и $K_{Ca} = 0,22$, свидетельствуют о формировании кристаллов вторичных карбонатов кальция во внутриконтурном электростатическом поле залежи углеводородов, а $K_{Ca} = 0,33$ соответствует геохимическому барьеру по контуру залежи. Этот важнейший факт нашел отражение в физико-химической модели зонально построенного литогеохимического поля, формирующегося над залежью углеводородов (рис. 1).

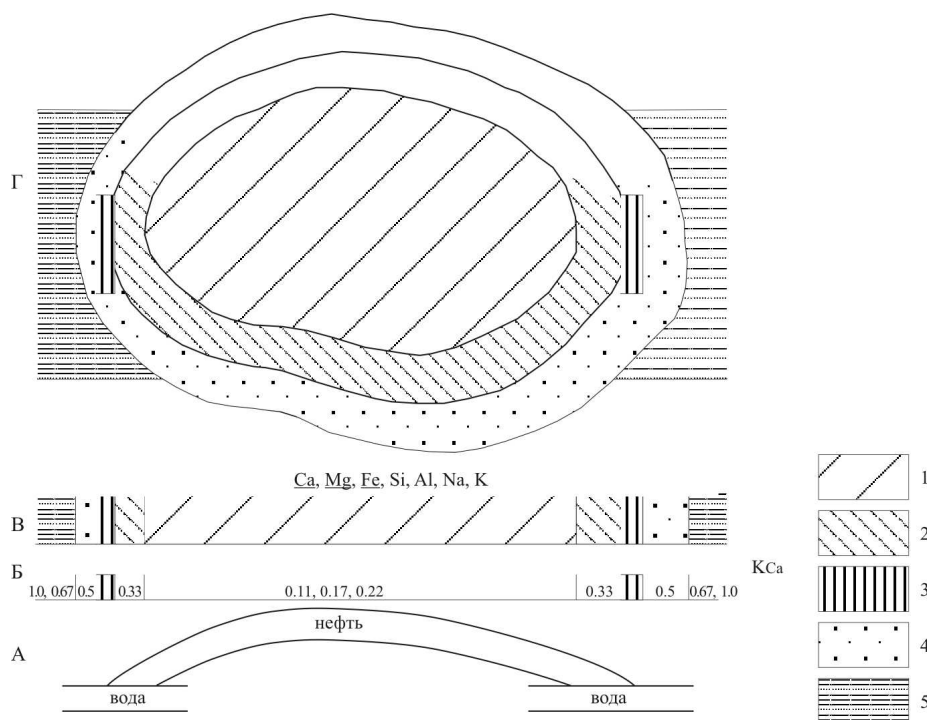


Рис. 1. Принципиальная схема связей вторичной минерализации и распределения значений коэффициентов генетической информации (КГИ) информативных элементов в отложениях подпочвенного горизонта над залежью УВ

На рис. 1: А – залежь углеводородов; Б – изменение величины КГИ – коэффициента генетической информации для кальция (K_{Ca}) в отложениях подпочвенного горизонта; В – литогеохимические зоны в отложениях подпочвенного горизонта с основными процессами вторичного минералообразования и задействованными в них элементами – индикаторами; Г

– поверхностное геохимическое поле отложений подпочвенного горизонта над залежью УВ в плане. 1 – зона щелочного восстановительного эпигенеза ($pH > 7.0$; $Eh < 200$ мВ); 2 – зона геохимического барьера; 3 – переходная зона от щелочно-восстановительных к щелочно-окислительным условиям среды ($pH > 7.0$, $Eh \approx 200$ мВ) (совпадает с зоной ВНК); 4 – зона биогеохимического барьера; 5 – зона окислительных условий среды ($Eh > 200$ мВ) без вторичного минералообразования в отсутствии подтока УВГ.

Применение метода ДГМ при изучении подпочвенных отложений на территории центрального участка Криволукской площади показало наличие неоднородности как состава отложений, так и процессов их формирования на стадиях седиментогенеза и эпигенетических преобразований. При этом следует отметить, что наиболее информативным элементом является кальций, минералы которого формируются в щелочных условиях при наличии подтока CO_2 , независимо от Eh среды. В то же время, подток глубинных УВГ и сопутствующих газов обеспечивает формирование локальных участков с восстановительными условиями, где слабый процесс образования вторичных карбонатных минералов идет совместно с процессами глинизации и слабого окремнения, о чем можно судить по закономерно меняющимся значениям КГИ для Al, Si, Na, K. Исследования показали, что на изучаемой территории выделяется несколько типов неоднородности подпочвенных отложений. Значения КГИ для кальция, меняющиеся в пределах: $0.11 \leq K_{Ca} \leq 0.5$, удовлетворяют условиям перспективности территории на УВ. При этом, необходимо провести проверку нахождения изучаемых грунтов в зоне восстановительного эпигенеза. Об этом можно судить по значениям $Eh \leq 200$ мВ. Оказалось, что условие выполняется не для всех образцов грунтов. Так из проанализированных образцов, находящихся на профиле I, проходящем по юго-западной окраине центрального участка, лишь некоторые удовлетворяют этим условиям, для других – значения $Eh > 200$ мВ. Аналогичная ситуация наблюдается для образцов грунта, отобранных на профиле II.

Как показала практика, на эталонных участках Красноярского края и Западной Сибири невыполнение условия $Eh < 200$ мВ вызывает сомнение о наличии залежи на глубине. Этот признак восстановительного эпигенеза связан с углеводородным заражением, обеспечивающим наличие избытка свободных электронов в верхней лито-геохимической зоне. Но результаты геохимического изучения грунтов недалеко расположенного эталонного участка Атовского газонефтяного месторождения могут свидетельствовать о том, что если в какой-то части изучаемой территории карбонатные породы, расположенные в нижней геохимической зоне, были подвержены процессам вторичной доломитизации (об этом судят по значениям КГИ для магния $K_{Mg} < 0.5 \pm 0.05$) и при этом имеются в наличии УВ газы, то на этом участке (не смотря на невыполнение условия $Eh < 200$ мВ) может быть выделена аномалия типа «залежь».

Следующим важным этапом исследования является проверка образцов суглинков с профилями I и II на наличие значений КГИ для кальция, относящихся к геохимическому барьеру. Такие образцы есть на I-ом и II-ом

профилях. Для них установлены значения КГИ для кальция $K_{Ca} = 0,33 \pm 0,05$ и наличие в составе минеральных фаз вторичных карбонатных минералов.

Установленные в некоторых образцах грунтов значения $K_{Ca} > 0,67$ соответствуют законтурной области геохимического поля. Во внутриконтурных частях значения КГИ для кальция, находящиеся в пределах $0,11 \div 0,22 \pm 0,05$, свидетельствуют о наличии эффекта наведенной поляризации ($\uparrow$), что вместе со значениями КГИ для натрия ($K_{Na} < 0,4$) подтверждает влияние УВ газов на формирование закономерно построенной лито-геохимической аномалии, приуроченной к положительной структуре третьего порядка.

К особенностям других участков лито-геохимического поля следует отнести очень низкие концентрации кальция ($CaO < 1,0 \%$), повышенные концентрации Li, Ba, Nb, значения $K_{Mg} > 0,5 \pm 0,05$ и кислую, сильно окислительную обстановку ($pH \leq 6,1$, $Eh > 300$ мВ), что, вероятно, связано с выходом на дневную поверхность глубинного флюида кислого состава.

Газо-геохимические исследования в пределах участка показали, что намечается определенная тенденция в распределении концентраций большинства исследуемых газов. Так, для метана, этана, пропана, бутана и гексана фиксируется ряд локальных участков с максимальными выходами. Они расположены вдоль границы структуры, в местах выделения геохимических барьеров. Прерывистый характер аномалий связан с недостаточным количеством профилей, пересекающих площадь участка.

Кроме газо- и лито-геохимических исследований, pH и Eh-метрии на территории центрального участка Криволукской площади были проведены геотермические исследования. Значения температуры подпочвенных отложений имеют довольно широкий диапазон колебаний: $5,0\text{--}16,0$ °С и производят впечатление хаотичного распределения по тепловому полю территории. Однако, сравнивая температурные показатели подпочвенных отложений с концентрациями газов, можно заметить, что они связаны с повышенными значениями газовых компонентов и устанавливаются в периферийных частях участка.

Что касается других объектов, расположенных в границах Ичиктинского валообразного поднятия, занимающего центральную часть Криволукской площади, то из-за недостаточного количества точек опробования (учитывая, что проводилась не подробная геохимическая съемка локального участка, а немасштабные рекогносцировочные работы) дать уверенный прогноз не представляется возможным.

Интерес представляют два небольших участка в северной части изучаемой территории, окаймленные геохимическими барьерами и точечными аномалиями по углеводородным газам. Особенностью одного из участков является наличие процессов калиевого метасоматоза ($Kk > 1,8$ при значениях $K_{Na} < 0,4$), который (по данным наших предыдущих исследований) наблюдается в районах сосредоточения углеводородных масс. Известно, что процессы калиевого метасоматоза являются положительным фактором в отношении формирования в нижней геохимической зоне калиевых слюд, способных выдерживать длительные пластические деформации, и, тем самым, служить надежными

флюидоупорами. Повышает перспективность участка наличие геохимического барьера, проходящего через точки со значениями $K_{Ca} = 0,33 \pm 0,05$ и высокие газовые показатели.

Таким образом, проведенные исследования приповерхностных отложений центральной части Криволукской площади позволяют рекомендовать изучаемую территорию для дальнейших поисково-разведочных работ с целью обнаружения залежей углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Патент № 2176407. Российская федерация, МКП G 01 V 9/00. Способ прямых геохимических поисков залежей УВ [Текст] / Л.Д. Малюшко, А.И. Ларичев, Ю.И. Коробов и др. – БИ. – 2001. – № 33.

© Ю.И. Коробов, Л.Д. Малюшко, П.Н. Соболев, 2010

УДК 564.8:551.733.3(571.5)

Е.В. Ишина, Т.В. Лопушинская

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ СООБЩЕСТВ БРАХИОПОД В СИЛУРЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ. ТАКСОНОМИЧЕСКОЕ РАЗНООБРАЗИЕ И СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ

В работе даётся анализ таксономического состава силурийских брахиопод Сибирской платформы и на его основании выявлено пять обособленных комплексов в объёме региональных подразделений – горизонтов.

E.V. Ishina, T.V. Lopushinskaya

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources

67 Krasny Prospect, Novosibirsk, 630091, Russian Federation

STAGES OF FORMATION OF COMMUNITIES OF SILURIAN BRACHIOPODS OF THE SIBERIAN PLATFORM. TAXSONOMIC DIVERSITY AND STRATIGRAPHIC SIGNIFICANCE

In this article is given analysis taxonomical composition of Silurian brachiopods of the Siberian platform and on its basis revealed five separate complexes in the volume of regional divisions - horizons.

Силурийская система венчает нижнепалеозойские отложения, перекрывая ордовикскую систему и подстилая девонскую, уже среднепалеозойскую. Несмотря на незначительную по сравнению с другими системами длительность, события, происшедшие за силурийский период, оставили значительный след в истории развития Земли, нашедшие отражение в своеобразии спектра пород и богатстве населявших силурийское море организмов[1].

Силур Сибирской платформы сложен морскими преимущественно карбонатными, менее терригенными породами естественных выходов, которые в виде скальных образований приурочены к берегам водных артерий и сосредоточены по среднему, западному, восточному и менее южному её обрамлению. Благодаря своей доступности, силурийские отложения начали изучаться ещё в позапрошлом веке. Начавшееся бурение, особенно интенсивное в послевоенные годы, вскрыло многочисленные местонахождения силура, находящегося на погружении и расширило представление о его ареале в пределах Сибирской платформы. В изучении силурийских отложений преимущественно по естественным обнажениям приняло участие большое число выдающихся специалистов, которые и заложили основы силурийской сибирской стратиграфии.

В первую очередь это относится к В.П. Нехорошеву, О.И. Никифоровой, Б.С. Соколову и др., которые положили и начало монографическому изучению важнейших для стратиграфии силура платформы групп фауны.

Итогом этих работ было создание последней Унифицированной стратиграфической схемы силурийских отложений Сибирской платформы, принятой в 1979 году.

Согласно этой схеме силурийские отложения подразделяются на нижний и верхний отделы, в которых выделены ярусы лландовери и венлок в нижнем отделе и лудлов и пржидоли в верхнем.

Региональные стратиграфические подразделения представлены шестью горизонтами. В составе нижнего силура стратиграфически снизу вверх мойероканский, хаастырский, агидыйский и хакомский, в верхнем – тукальский и постнический [2].

Расчленение отложений Сибирской платформы на горизонты произведено по основным группам фауны: строматопороидеи, табуляты, брахиоподы, остракоды, граптолиты [3]. При этом брахиоподы относятся к доминирующей парастратиграфической группе.

Брахиоподы являются одиночными свободнолежащими, понтонными и якорными морскими животными. Мягкое их тело заключено в двусторонне-симметричную раковину внутри со скелетными элементами [4].

Брахиоподы. Являются одной из многочисленных групп силура Сибирской платформы. Они в массовом количестве распространены практически по всему разрезу, исключая пржидольские отложения, и по всем субрегионам (кроме Нюйско-Березовского и Иркутского), где встречаются единично и однообразны по систематическому составу. Значительно дифференцированы по фациям. Приурочены к фациям глубокого и мелкого шельфа и отмели, где, как правило, доминируют. Крайне редко встречаются в опресненных и засолённых фациях закрытого шельфа и лагунных. В глинистых породах брахиоподы в основном мелкие и менее разнообразные в видовом отношении, чем в карбонатных. Часто образуют линзы ракушняков и банки. Для лудлова характерны моновидовые скопления [2].

Мойероканский горизонт. Нижняя граница горизонта совпадает с границей ордовикской и силурийской систем. Встреченные совместно с граптолитами брахиоподы представлены 43 видами. Руководящие формы мойероканских отложений Сибирской платформы: *Isorthis neocrassa* (Nikif.), *Eoplectodonta pumila* Lop., *Coolinia gracilis* (Andr.), *Brevilamnulella undatiformis* Rozm., *Alispira gracilis* Nikif., *Zygospiraella duboisi* (Vern.). В мойероканском горизонте присутствуют представители всех отрядов замковых брахиопод: ортиды, строфомениды, пентамериды, ринхонеллиды, спирифериды.

Хаастырский горизонт. Нижняя граница устанавливается по комплексу граптолитов и брахиопод, в составе которых имеются формы, характерные только для этого горизонта: *Mendacella tungussensis* Nikif., *Strophomena kulumbensis* Lop., *Rafinesquina* ? *inaequicostata* Lop., *Leptostrophia talikitensis* Lop., *Coolinia gorbiyatchense* (Lop.), *Kulumbella kulumbensis* Nikif., *Pentamerus oblongus* Sow., *Stegerhynchus extendilatus* Lop., *Alispira tenuicostata* Nikif.,

Eocoelia hemisphaerica (Sow.). Брахиоподы представлены 62 видами. В хаастырском горизонте существовало максимальное количество родов и видов всех отрядов замковых брахиопод. В этот горизонт переходят и заканчивают существование формы появившиеся в мойероканском горизонте.

Агидыйский горизонт. Нижняя граница горизонта проводится по появлению руководящих для агидыйского горизонта брахиопод, резкой смене таксономического состава на уровне отрядов (исчезновение всех *Pentamerida*). В этом горизонте наблюдается резкая смена видового состава. Значительно уменьшается количество ортид, строфоменид, при этом прослеживается увеличение количества видов ринхонеллид и спириферид. Руководящие брахиоподы: *Dalejina* ex. gr. *hybrida* (Sow.), *Stegerhynchus tungussensis* Lop., *Lenatoechia elegans* (Nikif.), *Alispira rotundata* Nikif. et T. Modz., *Nalivkinia tesakovi* Lop., *Anabaria rara* (Nikif.), *Meristella norilica* Nikif. В целом брахиоподы представлены 51 видом.

Хакомский горизонт. Проведение нижней границы горизонта осуществлялось по резкой смене органических остатков. Брахиоподы представлены 21 видом. Руководящие: *Stegerhynchus mojeroensis* Lop., *Plectatrypa wenlockiana* Lop., *Omnutakhella baženovae* Lop., *Hyattidina parva* (Nikif.), *Eohowellella minima* (Lop.), *Dihelictera lepidota* (Nikif. et T. Modz.). В хакомском горизонте наблюдается преобладание спириферид, их доминантность. Строфомениды здесь занимают второстепенное место. Ринхонеллиды и ортиды имеют подчинённое стратиграфическое значение и их ценность не велика.

Тукальский горизонт. Нижняя граница горизонта и граница между нижним и верхним силуром проведена по литологическим признакам и на основании характерных для верхнесилурийских отложений брахиопод: *Dalejina* ? *ribnayaensis* (Lop.), *Pentlandina subcostatula* (Lop.), *Stropheodonta omnutakhensis* Lop., *Morinorhynchus proprius* (Lop.), *Lenatoechia multicostata* Lop., *Hyattidina* ? *acutisummitatus* Nikif. Et T. Modz., *Eohowellella minima* (Lop.). Брахиоподы представлены 11 видами. Прослеживается спад видового состава брахиопод, как в таксономическом, так и в количественном отношениях.

В постнижном горизонте органические остатки отсутствуют.

Осуществлён анализ таксономического состава брахиопод и на его основании выявлено пять обособленных комплексов в объеме региональных подразделений – горизонтов. Прослежены диапазоны существования отдельных таксонов брахиопод по стратиграфической нормали и распространения их по территории Сибирской платформы в течение силурийского периода. Выявлены руководящие, попарно-руководящие и таксоны широкого распространения. Установлена возрастная последовательность смены одних таксонов брахиопод другими и фациальная зависимость последних. В целом определена экологическая ниша брахиопод в составе силурийской биоты, формировавшейся в эпиконтинентальном бассейне этого периода и значение для целей биостратиграфии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Силур Северо-запада Сибирской платформы [Текст] / Под ред. акад. В.С. Соколова. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, Филиал “Гео”, 2002. – 405 с.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Силур Сибирской платформы [Текст] / Под ред. Ю.И. Тесакова. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, Филиал “Гео”, 2000. – 403 с.
3. Лопушинская, Т.В. Брахиоподы и стратиграфия силурийских отложений севера Сибирской платформы [Текст] / Т.В. Лопушинская – Новосибирск: Западно-Сибирское книжное изд-во. 1976. – 94 с.
4. Никифорова, О.И., Андреева, О.Н. Стратиграфия ордовика и силура Сибирской платформы и её палеонтологическое обоснование (брахиоподы) [Текст] / – Л.: Гостоптехиздат, 1961. – 412 с.

© *Е.В. Ишина, Т.В. Лопушинская, 2010*

УДК 553.98:551.762.1/2.02(571.16)

Ю.Л. Зайцева

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТАХ НИЖНЕЙ-СРЕДНЕЙ ЮРЫ НА ТЕРРИТОРИИ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

В статье рассмотрено распределение пластового давления в пласте Ю₂, проведена корреляция песчаных и угольных пластов нижней-средней юры и выявлена закономерность в распределении залежей углеводородов.

Yu.L. Zaitseva

SNIIGGiMS, Novosibirsk

FORMATION PRESSURE DISTRIBUTION IN LOWER-MIDDLE JURASSIC SAND BEDS IN NYUROL MEGADEPRESSION (TOMSK REGION)

Formation pressure distribution in the Yu₂ bed is considered, Lower-Middle Jurassic sand and coal beds correlation is performed, and regularity in hydrocarbon pool distribution is revealed in the paper.

Район исследования в административном отношении находится на юго-западе Томской области. По терминологии структур, принятой В.А. Конторовичем (3), Нюрольская мегавпадина является отрицательной структурой первого порядка относится к крупным структурам площадью более 20 000 км².

Отложения нижней-средней юры, в пределах Томской области являются перспективными для обнаружения залежей углеводородов. В настоящее время сложилось мнение, что территория Нюрольского осадочного бассейна хорошо изучена и освоена с позиции поиска и разведки залежей углеводородов и не требует повторной проработки материалов, но если обратиться к вопросу закономерностей формирования залежей в нижне-среднеюрском комплексе вопрос остается не решенным, какие существовали условия для аккумуляции углеводородов в пределах Нюрольской мегавпадины и как происходило формирование залежей внутри природных резервуаров в процессе геологического развития района.

Поисково-разведочное бурение в пределах Нюрольской мегавпадины было начато в начале 60-х годов работы были направлены в основном на поиски залежей неокома и верхней юры. Основные объемы бурения приходятся на 80-е годы. На территории исследования пробурено 16 параметрических скважин, 240 поисково-разведочных скважин из которых 157 вскрыли палеозойские породы.

Объекты нижней-средней юры были испытаны в 71 скважине, в остальных скважинах испытывались верхнеюрские и палеозойские отложения.

После открытия залежей в эрозионно-тектонических выступках (ЭТВ) палеозоя поисковые работы стали сводиться к детальному изучению верхней зоны палеозойского разреза, а ниже-среднеюрские отложения изучались недостаточно, это объясняется большой фациальной неоднородностью песчаных пластов и не выдержанностью их по площади и в разрезе. Изучению, наиболее перспективных пластов Ю₄, Ю₅, Ю₆ не уделялось достаточного внимания, хотя данные пласты хорошо развиты в пределах Нюрольской мегавпадины и с ними связаны промышленные залежи углеводородов: Кулгинское нефтяное месторождение - открыты залежи нефти в пластах Ю₃, Ю₆; Нижне-Табаганское нефтегазоконденсатное месторождение – залежи в пластах Ю₂ и Ю₃; Западно-Карайское нефтяное месторождение – залежи нефти в пластах Ю₄ и Ю₆.

Один из факторов, вызывающий перемещение флюидов в горных породах является пластовое давление, в данной работе рассмотрено горное давление, т.е. давление замеренное непосредственно в пласте в момент испытания пласта в открытом стволе или колонне (2).

Целью данной работы является изучение распределения пластового давления (ПД) в скважинах по профилям западно-восточного простирания и проведение корреляции песчаных пластов в отложениях нижней-средней юры.

На исследуемой территории построены два корреляционных профиля имеющие региональное простирание, с запада Нюрольской мегавпадины и захватывают прилегающую территорию Каймысовского свода. Данные профили проходят через центральную, самую прогнутую часть впадины, и далее частично захватывают ее восточную часть.

При построении профилей использовались каротажные диаграммы ПС, КС, НКГ, ГК и результаты испытаний по скважинам, замеры пластового давления и температуры. Анализируя материалы исследований можно говорить о некоторых закономерностях, которые выявились в результате проведенной работы.

Профиль I-I проходит через Крапивинскую, Тагайскую, Восточно-Моисеевскую, Поньжевую, Глуховскую, Южно-Фестивальную и Тамратскую площади.

Песчаные пласты в среднем имеют мощность 7м. Пласт Ю₂ выделяется во всех скважинах. Пласты Ю₃, Ю₄, Ю₅ малышевского горизонта имеют меньшее распространение и прослеживаются в скважинах Восточно-Моисеевской 1 и Тамратской 1.

Пласт Ю₆ вымского горизонта прослеживается во всех скважинах по профилю, кроме скважины Глуховская 1. Пласт Ю₁₀ надояхского горизонта выделен во всех скважинах, а в скважине 1 Тамратской площади из этого пласта получен непромышленный приток нефти, отсюда следует, что этот горизонт можно рассматривать, как перспективный на обнаружения залежей углеводородов (УВ).

При комплексном подходе томскими геологами в разрезе исследуемой толщи был выделен ряд монофациальных реперных горизонтов,

представленных угольными пластами и пачками глин. В среднеюрских отложениях выделено 14 угольных пластов с индексами $У_2$ – $У_{14}$, угольно-глинистый пласт $У_{10}$ регионально выдержан, имеет мощность порядка 20–40 м, является границей раздела отложений ааленского и байос-батского ярусов. Углисто-глинистые пласты $У_4$, $У_6$, $У_8$, $У_9$, $У_{11}$, $У_{12}$, $У_{13}$, $У_{14}$, прослеживаются в пределах обширной территории, имеют мощность 2–4 м. Углисто-глинистые пласты $У_2$, $У_3$, $У_5$, $У_7$, $У_9$ зонально распространены и не выдержаны как по площади, так и в разрезе (1). На данном профиле пласт $У_{10}$ отмечен в Поньжевой скв. 301, в Южно-Фестивальной скв. 1 и в Тамратской скв. 1, мощность 5–10 м. Угольные пласты $У_4$, $У_6$, $У_8$, $У_9$, $У_{11}$, $У_{12}$, $У_{13}$, $У_{14}$ присутствуют в разрезе скважин Восточно-Моисеевской 1, Южно-Фестивальной 1, Тамратской 1, Поньжевой 301 пласты $У_{12}$, $У_{13}$, $У_{14}$ имеют мощность 5–7 м.

Пластовое давление прослеживалась в пласте $Ю_2$, а там где нет данных по испытанию расчет пластового давления выполнялся по результатам ниже или выше лежащим пластам, где были проведены замеры. В самой прогнутаой части в скв.1 на Глуховской площади пластовое давление составило 340 атм, что значительно превышает нормальное пластовое давление на 33 атм, также высокое пластовое давление и на Поньжевой площади в скв. 301 превышение составляет 32 атм. Западнее в скв1 Восточно-Моисеевской площади пластовое давление в пласте $Ю_2$ составляет 268 атм, ниже нормального пластового давления на 17 атм, а если проследить дальше захватив Каймысовский свод, то в скважине Тагайская 4 пластовое давление в пласте $Ю_2$ составило 282,5 атм, в целом соответствует нормальному пластовому давлению 282 атм, но гораздо выше пластового давления в пласте $Ю_2$ Восточно-Моисеевской 1.

В восточной части разреза в скважине Южно-Фестивальная 1 пластовое давление в пласте $Ю_2$ составило 292 атм, что немного выше нормального пластового давления на 3 атм, а на Тамратской площади в скв.1 замеренное пластовое давление в пласте $Ю_2$ – 280 атм., понижение составило 12 атм.

Второй профиль II-II проходит через Западно-Крапивинскую, Западно-Карайскую, Игольскую, Таловую и Елейскую площади.

Песчаные пласты в среднем имеют мощность 5–15 м. Пласт $Ю_2$ выделяется во всех скважинах, мощность в среднем 7 м. Пласт $Ю_3$ коррелируется во всех скважинах профиля в скважине Западно-Карайской 1 мощность пласта составляет 23м. Пласты $Ю_4$, $Ю_5$ имеют меньшее распространение, и присутствуют только в Западно-Карайской 1.

Пласты $Ю_6$, $Ю_7$ вымского горизонта выделяются в скважине Игольская 2 мощность пласта $Ю_6$ составляет 15м, а пласта $Ю_7$ 20 м. Песчаные пласты $Ю_8$, $Ю_9$ присутствуют в скважинах Игольская 2 и Таловая 5.

Пласт $Ю_{10}$ надояхского горизонта коррелируется во всех скважинах, мощность его в среднем 10 м. Пласты $Ю_{11}$, $Ю_{12}$, $Ю_{13}$ и $Ю_{14}$ в полном объеме присутствуют только в скважине 5 на Таловой площади.

Угольно-глинистый пласт $У_{10}$ выделен в скважинах Западно-Карайской 1 и в Игольской 2 мощность пласта 5-7м. Угольные пласты $У_{13}$, $У_{14}$ присутствуют в скважинах Западно-Карайской 1 и Игольская 2 мощность 5–7 м.

Пластовое давление прослеживалась в пласте Ю₂. Высокое пластовое давление зафиксировано в скважине 2 Игольской площади, оно превышает нормальное пластовое давление на 17 атм. Западнее по простиранию в скважине 1 Западно-Карайской площади замеренное давление соответствует норме, в скважине 200 на Западно-Крапивинской площади, которая находится на Каймысовском своде пластовое давление соответствует нормальному пластовому давлению. На востоке исследуемой территории в скважине 5 Таловой площади пластовое давление равно нормальному пластовому давлению, в скважине 1 Елейской площади пластовое давление составляет 242 атм., что на 26 атм. ниже нормального пластового давления.

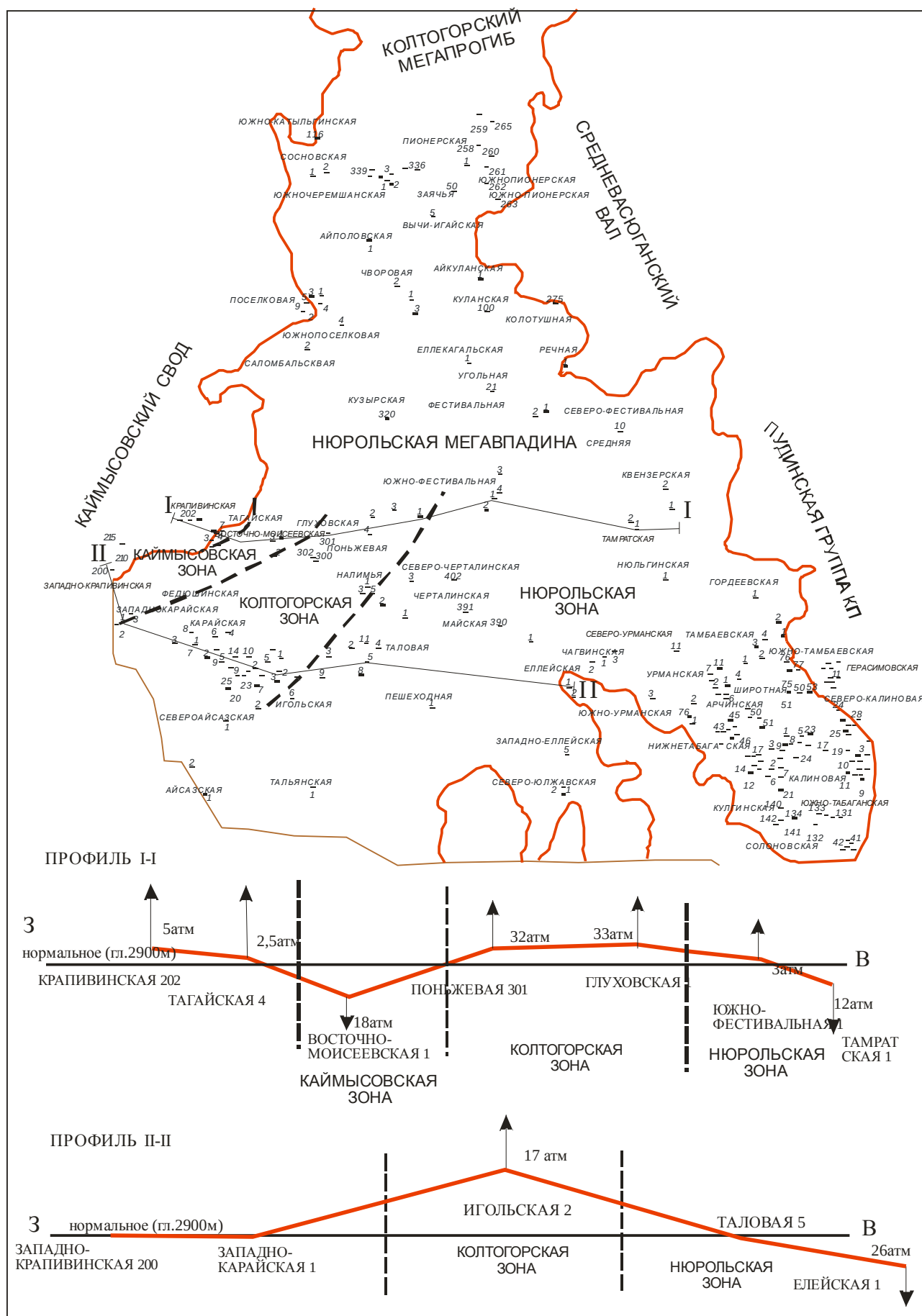


Рис. 1. Распределение пластового давления в пласте Ю₂ по профилям I-I, II-II

Выводы:

– По литолого-петрографическому составу песчаники в основном крупно-средне-мелкозернистые, кварц-грауваковые, средне- и плохо сортированные. Песчаники содержат значительную долю углистого материала. Пласт Ю₂, как эталонный можно выделить во всех скважинах, но существует большая доля вероятности, что местами он заглинизирован что и создает литологические экраны, не дающие возможности флюидам свободно перемещаться по пласту.

– Центральная часть впадины характеризуется высокими пластовыми давлениями, восточная и западная части впадины пониженным пластовым давлением. В скважинах с нормальным и пониженным пластовым давлением получены притоки нефти в скважинах Южно-Фестивальной 1 (0,15 м³/сут.) и Тамратской 1 (1,17 м³/сут.) из надояхского горизонта. На Западно-Карайской площади в скважине 1 из малышевского горизонта получен приток нефти 0,56 м³/сут., из вымского горизонта приток нефти 0,6 м³/сут. и газа 9,0 т.м³/сут. Выделяя территории с нормальным и пониженным пластовым давлением, и учитывая наличие хороших коллекторов, можно прогнозировать образование залежей нефти и газа ниже-среднеюрских отложений.

– В пределах Нюрольской мегавпадины в пласте Ю₂ нормальное пластовое давление отмечено на глубинах 2 900м, на этом основании можно выделить зоны с повышенным пластовым давлением – Колтогорская; пониженным пластовым давлением в западной части исследуемой территории – Каймысовская и в восточной части – Нюрольская (рис. 1).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Ковалева Н.П. Особенности формирования песчаных тел в среднеюрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Сибири: Науч. тр. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 23–32.

2. Брод И.О., Еременко Н.А. Основы геологии нефти и газа. – М.: МГУ, 1953.

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

© Ю.Л. Зайцева, 2010

УДК 550.84:553.98.04(571.5-13)

С.В. Дыхан, П.Н. Соболев, Е.Т. Сагимбаев

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ЖЕЛДОНСКОЙ ПЛОЩАДИ ПО ГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

В статье приведены результаты газогеохимических исследований на Желдонской площади, расположенной в зоне сочленения Присаяно-Енисейской синеклизы с Ангаро-Ленской ступенью. По геолого-геохимическим данным определены закономерности строения приповерхностного газогеохимического поля. Выделены перспективные участки, предлагаемые для дальнейшей постановки геологоразведочных работ.

S.V. Dykhan, P.N. Sobolev, E.T. Sagimbaev

Federal State Unitary Enterprise «SNIIGGiMS», Novosibirsk

PROGNOSIS OF OIL-AND-GAS CONTENTS PROSPECTS IN ZHELDON AREA ACCORDING TO GAS-GEOCHEMICAL DATA

In the article, there are results of gas-geochemical researches in Zheldon area, placed on the zone of coupling Prisayano-Eniseiskaya syncline with Angaro-Lenskaya step. On geologic-geochemical data defined a regularity of structure of surficial gas-geochemical field. Marked out perspective areas proposing for further arrangement of exploration work.

Газогеохимические исследования на территории Желдонской площади проводились в рамках программы параметрического бурения. Площадь расположена в зоне сочленения Присаяно-Енисейской синеклизы с Ангаро-Ленской ступенью, на границе двух НГО. По геологическим данным здесь планируется заложить параметрическую скважину, в пределах предполагаемого Желдонского структурного мыса [1].

Основной целью работ являлось изучение приповерхностного газогеохимического поля, распределения концентраций основных геохимических показателей по площади, прогноз перспектив нефтегазоносности Желдонской площади по комплексу геолого-геохимических данных.

Работы по полевому литогазогеохимическому опробованию выполнялись на левобережье руч. Бол. Желдон – левого притока р. Тубы, в соответствии с методикой, разработанной в СНИИГГиМСе для нефтегазоносных районов Сибирской платформы. Объектом исследования в данном методе являются газы, сорбированные глинистыми породами подпочвенного горизонта, после соответствующей дегазации образцов.

Отбор проб выполнялся в летне-осеннее время, вдоль предварительно намеченных профилей. Схема профилей и точек опробования была выбрана, таким образом, чтобы регулярной сетью была охвачена территория 20–25 кв. км, на участке с наиболее высокими перспективами. При планировании сети отбора использовались данные аэрогеохимических исследований, данные неотектонических исследований и результаты ранее проведенных геолого-геофизических работ.

По геологическим данным перспективы площади связаны с: 1) наличием структурного мыса; 2) выклиниванием отложений рифея в северо-восточном направлении; 3) увеличением толщин всех горизонтов терригенного венда; 4) нефтепроявлениями в верхних горизонтах чехла

На основе анализа структурных построений выполненных ранее, на территории работ картируется структурный мыс, прилегающий к Тубинскому валу, отчетливо выделяемый по подошве кежемской свиты нижнего силура. Мыс имеет субмеридиональную вытянутость, размеры $20 \times 12 \text{ км}^2$ и амплитуду в поперечном сечении свыше 80 м. По данным специалистов «Иркутскгеофизика» по нижним горизонтам мыс выражен слабо. Ими по комплексу параметров, полученных в результате анализа структурных карт, толщин подсолевых терригенных отложений, выделена Желдонская предполагаемая ловушка углеводородов, литологического, тектонически экранированного типа.

На самой приподнятой части моноклиналичного склона (вблизи Тубинского вала) расположены железорудные трубки взрыва, в которых еще в середине прошлого века были обнаружены жидкие, вязкие и твердые битумы, имеющие нефтяную природу и заполняющие трещины, каверны и пустоты трапповых брекчий, скарнов и диабазов. Намечается аналогия с Иреляхским газонефтяным месторождением в Якутии, расположенным в районе кимберлитовой трубки взрыва «Мир». В этой трубке до открытия месторождения также были зафиксированы проявления твердых и жидких битумов в кавернах и трещинах верхней части разреза чехла [2].

Всего было отобрано 159 проб через 1 000 м с глубины подпочвенного слоя от 0,3 до 1,0 м. Расстояние между профилями выдерживалось не более 2 км. В пределах аномалий метана и пропана, выявленных по аэрогеохимической съёмке, отбор проб проходил через 500 м. Из шурфов отбирались пробы подпочвенных отложений (преимущественно глины, суглинки, обладающие хорошей сорбционной способностью), которые упаковывались в плотные непроницаемые пакеты «Вихрь». Субстратом, по которому развиваются подпочвенные осадки, являются породы в стратиграфическом диапазоне от нижнего ордовика до верхнего силура.

Дегазация проб осуществлялась в максимально короткие сроки. Проба помещалась в ёмкость, наполненную насыщенным солевым раствором, и герметично упаковывалась. Затем подготовленная таким образом проба помещалась в водяную баню и нагревалась до температуры 55°C и в дальнейшем подвергалась вакуумной дегазации на диафрагменном дегазаторе

(ДДГ). Выделившийся газ отбирался в барботёр с солевым затвором и подготавливался для выполнения аналитических исследований.

Аналитические исследования газогеохимических проб проводились в лаборатории ЦАИ СНИИГГиМС. Анализ газовых систем проб проведен в газоаналитической лаборатории на хроматографе типа “Кристалл 2000 М” с пламенно-ионизационным детектором и детектором по теплопроводности. В результате проведенных аналитических исследований определён состав газовой смеси, наряду с газообразными УВ (C_1 - C_4) присутствуют также парообразные УВ (C_5 - C_7), бензол. Из неуглеводородных компонентов выявлены, углекислый газ, азот, концентрации гелия во всех пробах определены на уровне воздушных. Среднестатистическая характеристика газовой смеси, сорбированной подпочвенными отложениями приведена в таблице 1.

Таблица 1 Статистическая характеристика поверхностного газогеохимического поля

	Содержание газовых компонентов ($n \cdot 10^{-4}$), % об.						
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	nC_4H_{10}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}
Среднее	3.919	0.033	0.043	0.017	0.038	0.007	0.007
Медиана	2.928	0.021	0.030	0.012	0.019	0.007	0.006
Стандартное отклонение	10.191	0.037	0.040	0.016	0.056	0.002	0.004
Эксцесс	152.07	23.50	8.81	12.72	19.64	7.27	2.38
Асимметричность	12.25	4.11	2.84	3.28	3.97	2.35	1.50
Минимум	2.08	0.003	0.006	0.004	0.004	0.003	0.001
Максимум	129.80	0.32	0.24	0.11	0.41	0.02	0.02

Как показывает корреляционный анализ, соотношение газов довольно сложное. В качестве наиболее информативных газовых показателей для данной территории выбрана сумма углеводородов C_2 - C_5 . Между этими показателями выявлены устойчивые корреляционные связи, что может свидетельствовать о единой генетической природе геохимического поля, сформированного под влиянием потока миграционных УВ из предполагаемой залежи. Распределение компонентов газовой смеси подчиняется логнормальному закону.

Таблица 2 Парные коэффициенты корреляции между газовыми показателями в подпочвенных отложениях.

	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	nC_4H_{10}	nC_5H_{12}	C_6H_{14}	C_7H_{16}	CO_2
CH_4	1,00							
C_2H_6	0,36	1,00						
C_3H_8	0,25	0,64	1,00					
nC_4H_{10}	0,28	0,70	0,79	1,00				
nC_5H_{12}	0,17	0,55	0,65	0,90	1,00			
C_6H_{14}	0,23	0,56	0,55	0,68	0,59	1,00		
C_7H_{16}	0,07	0,35	0,43	0,35	0,29	0,42	1,00	
CO_2	0,15	0,44	0,18	0,20	0,17	0,15	0,06	1,00

При анализе распределения газогеохимических полей основанием для выделения перспективных зон служит предположение, что над зонами водогазонефтяных контактов процессы массопереноса углеводородных флюидов происходят наиболее интенсивно, что находит отражение в закономерном строении поверхностного газогеохимического поля. В случае приуроченности предполагаемой залежи к структурной ловушке фиксируются кольцевые аномалии, тектонически или литологически-экранированной – линейные. О присутствии залежи в продуктивных горизонтах свидетельствует уже само наличие высоких концентраций гомологов метана, особенно более тяжелых, C_4 - C_7 .

Сопоставление пространственного распределения поверхностного газогеохимического поля с геологическим строением территории работ позволило установить некоторые закономерности. Во-первых, по ряду газовых компонентов (C - C_5) вдоль Тубинского вала фиксируются их повышенные концентрации, что связано с активизацией структуры на неотектоническом этапе. Вероятно, вдоль вала, имеющего тектоническое ограничение, проходит зона разгрузки УВ-х газов. Во-вторых, наблюдается единство в поведении гомологов метана в ряду пропан-пентан. Их пониженные концентрации приурочены к центральной зоне совпадающей со структурной ступенью, по подошве кежемской свиты. Максимальные концентрации зафиксированы к югу от структурного мыса и в сторону западного погружения отложений. Такой характер приповерхностного газогеохимического поля свидетельствует о латеральной неоднородности как возможных продуктивных, так и вышележащих отложений и не дает однозначного ответа о типе и конфигурации залежи. Либо мы имеем дело с ловушкой структурного типа, возможно парфеновского горизонта (аналог Братского месторождения), либо литологически-экранированной ловушкой венд-рифейских отложений (аналог ЮТЗ) [3]. Следующей особенностью газогеохимического поля является превышение доли изобутана над нормальным бутаном, что на фоне низких содержаний метана и слабоконтрастного изменения его концентраций по площади является одним из признаков близости возможной залежи УВ к поверхности. По вышеприведенным газогеохимическим данным можно прогнозировать нефтяную залежь, тектонически-экранированную разломом, ограничивающим с запада Тубинский вал, в разрезе булайской свиты (аналог биркинского горизонта) или бельской свиты (аналог атовского или христофоровского горизонтов) кембрия (рис. 1).

При построении газогеохимических профилей не было установлено зависимости в распределении газовых показателей от выходящих на эрозионную поверхность отложений и их литологического состава. Это свидетельствует о том, что высокие концентрации, зафиксированные на склонах структурного мыса и в сторону погружения отложений, обусловлены глубинным фактором, наличием залежи.

В полевых условиях выполнялись замеры рН и Eh в водных вытяжках из проб подпочвенного слоя. По полученным результатам на Желдонской площади

преобладает кислая среда ($pH < 7$). Цвет породы в основном красно-бурый, скорее всего, большое содержание железа в породе. Для такой среды характерны были показания окислительно-восстановительного потенциала больше +200 мВ, но иногда были и меньшие значения – +170 ... +180 мВ в основном для образцов с $pH = 6,5...6,9$.

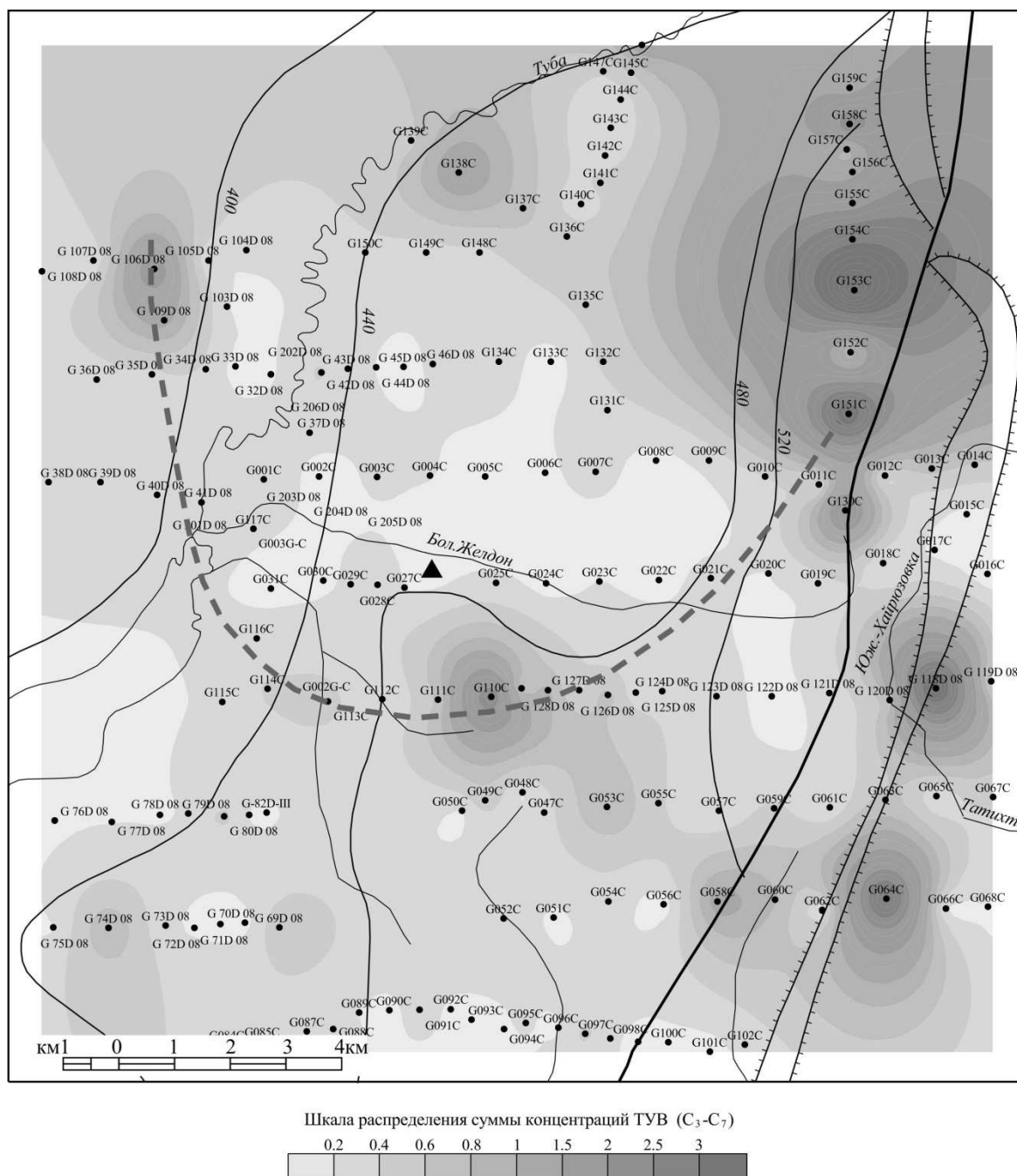


Рис. 1. Карта распределения суммы концентраций ТУВ (C_3-C_7), сорбированных подпочвенными отложениями на Желдонской площади:

1 – точки отбора проб, 2 – изогипсы подошвы кежемской свиты, 3 – разрывное нарушение, 4 – ось вала, 5 – граница газогеохимической аномалии, 6 – местоположение проектной параметрической скважины Желдонская-260

Увеличение значений водородного показателя и снижение значений окислительно-восстановительного потенциала зафиксировано в центральной части поискового участка. Окраска проб здесь менялась от голубовато-коричневой до красно-бурой. По данным экспериментальных исследований показано, что при длительном воздействии углеводородных газов на минеральную фазу вмещающих отложений приводит к относительному снижению величины E_h [4]. Снижение окислительно-восстановительного потенциала в центральной части площади по сравнению с краевыми частями служит косвенным показателем присутствия миграционного потока углеводородных флюидов.

Таким образом, газогеохимические исследования в комплексе с геолого-геофизическими данными свидетельствуют о перспективах обнаружения скоплений УВ в пределах Желдонской предполагаемой ловушки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дилис, Д.Н. Геологическая карта СССР масштаба 1 : 200 000. Сер. Ангара-Ленская. Лист О-48-XX. Объяснительная записка [Текст]. – М.: Госгеолтехиздат, 1961. – 64 с.
2. Терещенко, А.Н. К тектонике Тубинского вала // Тектоника Сибирской платформы и смежных областей. – Тр. ВостСибНИИГГиМС, вып. 9. – Иркутск: Вост-Сиб кн. изд-во, 1971. – С. 109–114.
3. Структура ореолов рассеяния газов над залежами углеводородов /Исаев В.П., Костюченкова Е.П., Павленко В.В. и др. // Геология нефти и газа. – 1985. – № 12. – С. 44–51.
4. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений / И.С. Старобинец, А.В. Петухов, С.Л. Зубайраев и др. – М.: Недра, 1993. – С. 85–89.

© С.В. Дыхан, П.Н. Соболев, Е.Т. Сагимбаев, 2010

УДК (552.578.2.061.4:551.72):551.8(571.5)

Т.А. Данькина

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В УЛАХАНСКОМ НЕФТЕГАЗОНОСНОМ ГОРИЗОНТЕ ВЕНДА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

В статье приводятся данные литологического изучения и коллекторских свойств пород нефтегазоносного горизонта терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы.

T.A. Dankina

SNIIGGIMS, Novosibirsk

LITHOLOGICAL COMPOSITION OF TERRINOUS RESERVOIR IN THE PETROLIFEROUS YLAHANSKIY HORIZON IN NORTH-EASTERN PART OF NEPA BOTUOBA ANTECLISE

The paper reports on the results of lithological study given to reservoir rocks in north-eastern part of the Nepa Botuoba anteklise.

Район исследования расположен на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы и включает в себя Мирнинскую группу месторождений. Перспективы открытия в данном районе новых залежей, приуроченных к отложениям терригенного венда, весьма высоки, что и определяет актуальность их дальнейшего изучения. Объектом настоящего исследования являлись вендские алевроито-песчаные породы улаханского нефтегазоносного горизонта, стратиграфическое положение которого в принятой МСК в 1988 г. стратиграфической схеме [3] определяется как «подразмывный» горизонт, залегающий в средней части курсовской свиты. Существуют доказательства того, что горизонт может быть включен в состав буюкской свиты [2]. В задачи исследования входило определить литологический состав и распределения пород-коллекторов в улаханском продуктивном горизонте.

Улаханский продуктивный горизонт мощностью 4–12 м по литологическим типам разрезов сравнительно неоднороден, сложен, в основном, переслаиванием среднезернистых, мелко-среднезернистых, мелкозернистых песчаников с тонкими прослоями алевролитов, реже аргиллитов. Предполагается, что отложения улаханского горизонта и его аналогов являются прибрежно-морским комплексом, сформировавшимся в обстановках осадконакопления побережья континентально-переходного типа [1, 2].

По вещественному составу песчаники полевошпат-кварцевые, прослоями мономинеральные-кварцевые, в основном трехкомпонентные. Содержание

кварца колеблется от 65 до 95 %, полевых шпатов от 1 до 35 %, обломков пород от нулевых значений до 10 %. Зерна кварца прозрачные, иногда с точечными включениями, облачным погасанием, послойно с регенерационными каемками. По морфологическим особенностям удлиненно-эллипсоидальной, овальной формы, реже неправильно-сложных контуров. Породы нижней части горизонта имеют повышенное содержание зерен кварца с угловатой и полуугловатой формой, вверх по разрезу их количество уменьшается, обогащая полуокатанными и окатанными зернами. Среди полевых шпатов доминирует микроклин, ортоклаз. Обломки пород представлены преимущественно микрокварцитами массивной и сланцеватой структуры, кремнями.

При детальном изучении литологических типов разрезов на Маччобинской, Иреляхской и Северо-Нелбинской площадях по гранулометрическим показателям пород в улаханском горизонте выделено три зоны (рис. 1). Первая зона с наиболее грубозернистым и сложным строением литологических разрезов по скважинам полосовидно прослеживается в южной половине всех трех площадей и характеризуется преобладанием в улаханском горизонте средне-мелкозернистых песчаников с прослоями разномелкозернистых и гравелитов (максимальный размер зерна более 0,5 мм, средний размер зерен 0,2–0,4 мм, а коэффициент отсортированности 1,5–2,5). Вторая зона со сравнительно однородным строением разреза прилегает с севера к первой и характеризуется преобладанием средне-мелкозернистых и мелкозернистых песчаников с редкими прослоями средне- и разномелкозернистых песчаников. В песчаниках часто повышено количество алевритовой составляющей до 30 %, отмечаются редкие тонкие прослои алевролитов и аргиллитов. Песчаники хорошо отсортированы, а максимальные и медианные диаметры зерен понижаются. В песчаниках, в основном, отсутствуют грубозернистые фракции, содержание среднезернистой колеблется от 5 до 10 %, роль мелкозернистой возрастает до 70 % при повышенном количестве алевритовой (до 20 %).

Третья зона имеет локальное распространение, прослеживается в северо-восточной части Иреляхского месторождения. Породы этой зоны характеризуются повышенными значениями мелкозернистой песчаной (50–70 %) и алевритовой (30–50 %) фракций, при полном отсутствии среднезернистой. Максимальные диаметры зерен в породах менее 0,25 мм, а медианные – менее 0,2 мм,

Особенностью песчаников улаханского горизонта являются в целом сравнительно невысокие значения глинистого цемента в среднем менее 4 % контактово-порового, реже порового типов. В верхней половине горизонта его строение усложняют прослои алевролитов с базально-поровым, поровым цементом хлорит-гидрослюдистого состава, послойно его содержание в породах достигает до 10 %. В центральной части Иреляхской и южной части Северо-Нелбинской площадей выделяется зона распространения пород с содержанием глинистого цемента 4–8 % и послойно более 10 %.

В песчаниках улаханского горизонта доминируют хемогенные типы цементов: кальцитово-доломитовый и гипс-ангидритовый, иногда в сочетании с пиритом и регенерационным полевошпат-кварцевым. В песчаниках

центральной части Маччобинской (скв. 901), южной части Иреляхской (скв. 738) и Северо-Нелбинской (скв. 2323, 2321) площадей выявлено содержание доломитового цемента от 2 до 8 %, , кальцитового до 2 %, ангидритового более 5 %. Повышенное содержание кальцита 2–7 %, доломита менее 2 %, ангидрита 1–5 % (спорадически до 10 %) характерно для пород юго- западной части Маччобинской площади, центральной и юго-восточной частях Иреляхской, включая северную часть Северо-Нелбинской (скв. 2322). Породы с незначительным содержанием (менее 1%) или полным отсутствием сульфатно-карбонатных компонентов распространены в разрезах скв. 20404, 20402 Маччобинской и Иреляхской площадей (скв.737). Пирит присутствует в глинистом материале в виде мелкой сыпи, небольших скоплений и одиночных зерен, развивается по ангидриту. Полевошпат-кварцевый цемент наблюдается обычно в виде прерывистых и сплошных регенерационных каемок шириной 0,1 мм вокруг обломочных зерен.

На основании анализа по литологическим, коллекторским параметрам и постседиментационным преобразованиям выявлена определенная зональность по распределению коллекторов. Лучшие породы-коллекторы преимущественно I–II классов с прослоями III с открытой пористостью 15–23 % локально фиксируются в центральной части Маччобинской площади (скв. 902). Они сложены песчаниками мелко- и среднемелкозернистыми до среднезернистыми, с незначительным количеством хемогенных цементов, битума. Свободных пор много (около 15 %), в основном, сообщающиеся, треугольной формы. Вторая зона полосовидно прослеживается в северной части всех трех месторождений (породы, вскрытые от скв.20404 до скв. 2322). Для нее характерно преобладание коллекторов III с прослоями IV–V классов проницаемости, с открытой пористостью от 12 до 20 %. Породы второй зоны по гранулометрическому составу более однородны. Они представлены преимущественно мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками с тонкими прослоями алевролитов и аргиллитов, приуроченных к кровле и подошве пласта. Лишь в разрезе скв. 714 отмечены песчаники более крупнозернистые-мелко- среднезернистые до разномелкозернистых, приуроченные к его верхней половине. Качество коллекторов этой зоны уступает первой в связи с плотной упаковкой зерен при наличии постоянно небольшого количества цемента. Третья зона, расположенная в виде узкой полосы, южнее второй, прослеживается от Маччобинской до Иреляхской площади и характеризуется преимущественным распространением коллекторов III с прослоями II–IV классов. Песчаники этой зоны более разнообразны по гранулометрическому составу с прослоями разномелкозернистых песчаников, тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов и повышенным содержанием хемогенных цементов, что в некоторой степени усложнило строение горизонтов, вызывая колебания фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Четвертая зона приурочена к южной половине Маччобинской, Иреляхской, захватывая всю ее восточную часть, и Северо-Нелбинской (скв. 2321) площадей. В разрезах этой зоны преобладают коллекторы IV с прослоями III–VI классов, с открытой пористостью 7–12 %, реже до 18 %. Породы средне-

мелкозернистые и мелкозернистые, часто алевритистые до алевритовых с редкими прослоями разномелкозернистых песчаников и гравелитовых разностей. Коллектор, в основном, неоднороден по составу. Довольно стабильные фильтрационно-емкостные свойства приурочены к разрезу Иреляхской скв. 746, при средних значениях проницаемости $248 \cdot 10^{-3}$ мкм², с открытой пористостью от 10 до 15 %.

Выводы

Литологические критерии выявления улучшенных пачек пластов-коллекторов являются важнейшей задачей. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов улаханского горизонта в пределах изученных площадей сравнительно высокие, а их ухудшение в ряде случаев обусловлено неоднородностью строения горизонта, послойным повышением содержания хемогенных цементов, увеличением алевритовых и глинистых составляющих.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. 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.

2. Лебедев М.В. Стратиграфическое положение продуктивных горизонтов венда в северо-восточных районах Непско-Ботуобинской антеклизы // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе / Под ред. В.В. Самсонова. – Л.: ВНИГРИ, 1988. – С. 57–67.

3. Решения четвёртого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск, 1989. – 64 с.

© Т.А. Данькина, 2010

УДК (563.12+564.8): 551.736 (571.56-18)
С.К. Горяев, О.В. Кривенко, И.В. Будников
ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ЛИТОБИОСТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ БАСЕЙНА Р. ТУМАРЫ (ЗАПАДНОЕ ВЕРХОЯНЬЕ)

В статье рассмотрены материалы, полученные при палеонтолого-стратиграфическом изучении нижнепермских отложений бассейна реки Тумары. Дана литобιοстратиграфическая характеристика хорокытской и эндыбало-эчийской свит. Приведены предварительные определения фораминифер и брахиопод.

S.K. Goryaev, O.V. Krivenko, I.V. Budnikov
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources ,
67 Krasny Prospect, Novosibirsk 630091, Russian Federation

LITHOBIOSTRATIGRAPHY OF CHARACTERISTIC OF THE PERMIAN BASIN SEDIMENTS, THE TUMAR RIVER (WEST VERHOYAN`E)

In article is considered materials obtained during the palaeontologic-stratigraphical studies of the Lower Permian sediments of the Tumara River. There is given the lithobiostratigraphic characteristic of chorokytskaya and endybaloechiyskaya suites. Preliminary definitions of foraminifers and brachiopods are listed.

Западное Верхоянье является важным районом как для стратиграфии перми Сибири, так и для решения вопросов глобальной корреляции, поскольку здесь расположены уникальные по полноте разрезы пермских отложений, содержащих микро-, макрофауну и флору, мощностью от 2,5 до 4 км. Они слагают осевые части складчатых структур и представляют собой полифациальную толщу терригенных пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты, реже прослои гравелитов, конгломератов), формировавшихся в морских, прибрежно-морских и прибрежно-континентальных условиях [1]. На этой территории трудились многие поколения геологов-съёмщиков и такие известные специалисты как Херасков Н.П., Косовская А.Г., Шутов В.Д., Андрианов В.Н., Коробицын А.В., Будников И.В. и др.

Характерной особенностью верхнепалеозойских толщ Западного Верхоянья является закономерное повторение определенных гранулометрических типов пород как на уровне слоев, пачек так и на более крупном уровне. Исходя из этой особенности циклического строения толщ В.Н. Андрианов создал ритмостратиграфическую схему верхнепалеозойских отложений Западного Верхоянья, где в ранг свит выделен регоциклит [2]. Нижние части ритмосвит (регоциклитов) сложены преимущественно

тонкозернистыми породами, а верхние – более грубозернистыми прибрежно-морскими и прибрежно-континентальными. Анализируя сводные разрезы пермских отложений, можно видеть определенную закономерность, выявленную многими исследователями [3, 4] – мощность отложений постепенно сокращается с востока на запад, меняется их фациальный состав. Если восточные разрезы представлены прибрежно-морскими и морскими фациями, то ближе к западу они постепенно сменяются прибрежно-континентальными.

В основу статьи положены материалы, полученные в 2008, 2009 годах группой геологов ФГУП «СНИИГГиМС» при палеонтолого-стратиграфическом изучении пермских отложений реки Тумары. Здесь, в условиях хорошей обнаженности и отчетливо выраженной цикличности, особое внимание уделялось сборам остатков брахиопод, аммоноидей, а в последние годы обнаружены мелкие фораминиферы, которые во всех разрезах хорошо прослеживаются на уровнях совместно с брахиоподами в преимущественно тонкозернистых отложениях.

В левобережье верхнего течения р. Тумары (р. Аллара-Хадарынья, р. Дьеленджа) (рис. 1) вскрывается нижняя часть приуральского отдела перми, представленная отложениями хорокытской и эндыбало-эчийской свит (рис. 2). В целом, разрез представляют собой монотонную толщу сероцветных песчано-алевритовых пород.

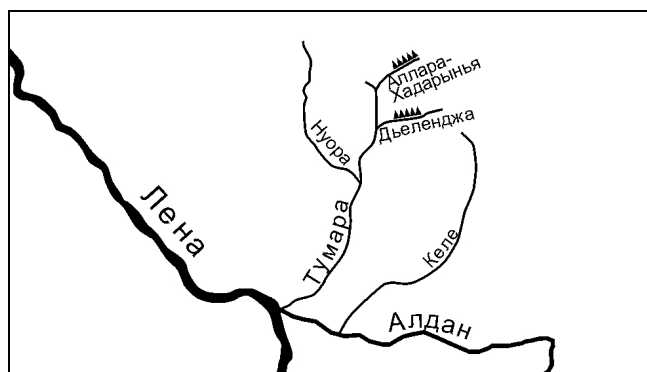


Рис. 1. Обзорная карта расположения разрезов на реке Тумара

Хорокытская свита (P_{1hr}).

Представлена переслаивающимися алевритами и песчаниками с постепенным увеличением песчанистой составляющей (огрублением) отложений к кровле свиты. В нижней части преобладают неясно-слоистые крупнозернистые алевриты, со следами жизнедеятельности илоедов, с двустворчатыми моллюсками, криноидеями и ископаемой фауной брахиопод. Из фораминифер, по предварительным определениям, здесь отмечаются *Tolypammina* aff. *confusa* (Gall. et Hart.), *Orthovertella* ex gr. *protea* Cush. et Wat., *Ammodiscus* ex gr. *semiconstrictus* Wat.. Это в целом мелководно-морские отложения. Выше по разрезу преобладают плитчатые среднезернистые песчаники с пологоволнистой слоистостью и знаками ряби. В кровле свиты это уже типичный дельтовый комплекс отложений, представленный средне-, крупнозернистыми глыбовыми песчаниками хорошо отсортированными с крупной перекрестной разнонаправленной слоистостью. Видимая мощность хорокытской свиты около 241 метра.

Эндыбало-эчийская свита ($P_{1e\check{c}}$) Эндыбало-эчийская свита сложена в основном тонкозернистыми породами и согласно залегает на хорокытской

свите. Нижняя часть свиты представлена преимущественно мелкозернистыми алевролитами с пологоволнистой слоистостью и немногочисленными маломощными прослоями мелко-, среднезернистых песчаников. В наиболее тонкозернистых породах у подошвы свиты, встречена микрофауна фораминифер *Orthovertella* ex gr. *protea* Cush. et Wat., *Ammodiscus* ex gr. *semiconstrictus* Wat., которая прослеживается в обоих разрезах приблизительно на одном уровне. Выше по разрезу песчаник почти исчезает, это уже исключительно морские мелкозернистые алевролиты темно-серые до черных. В таких прослоях в разрезе по р. Дьеленджа фораминиферы представлены, *Ammodiscus* ex gr. *semiconstrictus* Wat., видом встреченными в нижележащей хорокытской свите, а так же появляются новые виды *Frondicularia prima* Gerke, *Nodosaria krotovi* Tscherd.

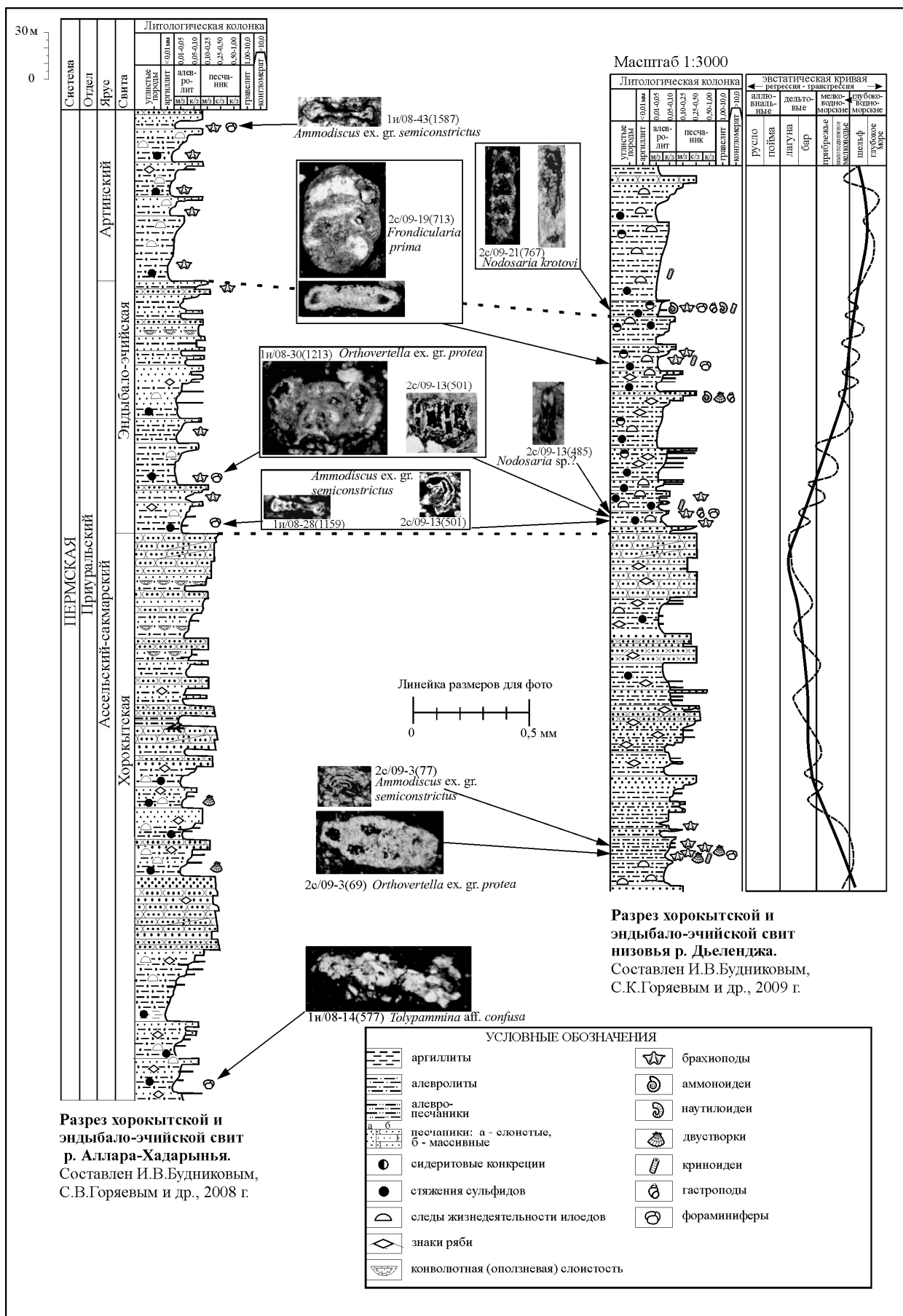


Рис. 2. Корреляция нижнепермских отложений левобережья верхнего течения р. Тумыры (Западное Верхоянье)

На одном уровне с микрофауной определен комплекс брахиопод: *Uraloproductus stuckendergianus* (Krot.), *Linispinus* sp. nov., *Overtonia cristatotuberculata* (Kozlowsky), *Rhynoleichus* aff. *Eschiensis* Abr. et Grig., *Spirelitha magna* Mil., *Tiramnia yakutica* Solom., *Phricodothyris* sp. Подобный комплекс брахиопод был определен Р.В.Кутыгиным и Л.Г.Перегоедовым в 2008 г. при посещении местонахождения *Neoshumarditues triceps hyperboreus*, расположенном на правом борту долины р. Дьеленджа в 4,7 км от устья [5]. Комплекс брахиопод весьма своеобразный, так как наблюдается полное отсутствие представителей рода *Jakutoproductus*, обычно доминирующего в бентосе эчийского горизонта. Так же повсеместно встречаются многочисленные стяжения сульфидов, сидеритовые конкреции, следы жизнедеятельности илоедов.

Что же касается предварительных определений по микрофауне фораминифер, то данную ассоциацию можно сопоставить с комплексом мунугуджакского горизонта Колымо-Омолонского региона [6], а появление в верхней части разреза эндыбало-эчийская свиты представителей рода *Frondicularia* и *Nodosaria* с определенной долей условности указывает на артинский возраст отложений.

Несомненно, что состав и распределение фауны нельзя рассматривать в отрыве от условий формирования древних осадков. С точки зрения использования палеонтологических данных для корреляции разрезов, большим недостатком микропалеонтологических работ является отсутствие достаточно полных сведений о характере вмещающих пород и фациальной приуроченности микрофаунистических комплексов. В результате выше изложенного, важнейшей задачей дальнейших исследований представляется изучение разрезов более полно освещающих нижние части перми, для уточнения стратиграфического положения сделанных находок.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Будников, И.В. Литология и условия образования верхнепалеозойских отложений Западного Верхоянья [Текст] // Литология и палеогеография докембрия и фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. – 108 с.
2. Андрианов, В.Н. // Верхнепалеозойские отложения Западного Верхоянья. – М.: Наука, 1966. – 130 с.
3. Коссовская А.Г. и др. [Текст] // Мезозойские и верхнепалеозойские отложения Западного Верхоянья и Вилуйской впадины. – М.: Изд-во АН СССР, 1960.
4. Херасков Н.П., Колосов Д.М. [Текст] // Геология и геоморфология Западного Верхоянья. – В кн.: Материалы Якутской экспедиции ИМС. – М.-Л.: ГОНТИ НКТП СССР, 1938. – С. 5–101.
5. Перегоедов Л.Г., Кутыгин Р.В., Клец А.Г., Ганелин В.Г., Будников И.В., Кривенко О.В. [Текст] // Палеонтологическая характеристика нижнего артина низовья р. Дьеленжа (Западное Верхоянье) [Текст] / Верхний палеозой России. Стратиграфия и фациальный анализ. Материалы Второй Всероссийской конф.,

посвящ. 175-летию со дня рождения Н.А. Головкинского (1834-1897), 27-30 сентября 2009года: Тез. докл. / КГУ-Казань, 2009. – С. 207.

6. Герке А.А. Стратиграфическое значение позднепалеозойских фораминифер северо-востока СССР [Текст] / А.А. Герке, Г.П. Сосипатрова // Верхний палеозой северо-востока СССР – 1975: сборник статей/ НИИГА. – Ленинград, 1975. – С. 26–42.

© С.К. Горяев, О.В. Кривенко, И.В. Будников, 2010

УДК (553.981/.982.041:551.72):550.834.5(571.5-14)

Л.В. Боровикова

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСКОБИНСКОЙ СВИТЫ НА ЮГО-ЗАПАДЕ КАМОВСКОГО СВОДА

В статье рассмотрен новый перспективный на поиски нефти и газа объект (пласт БVIII), связанный с высокорadioактивными песчаниками в средней пачке оскобинской свиты на юго-западной части Камовского свода. Песчаный пласт удалось проследить и закартировать по данным сейсморазведки МОГТ 2D, обработанной в системе РеапакРД. В результате проведенных исследований спрогнозированы условия отложения песчаников, и выделен ряд ловушек.

L.V. Borovikova

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources ,
67 Krasny Prospect, Novosibirsk 630091, Russian Federation

PETROLIFEROUS PROSPECTS OF THE OSKOBA FORMATION IN THE SOUTH-WESTERN KAMO ARCH

A new target promising for oil and gas (bed БVIII), associated with hot sandstone in the middle member of the Oskoba Formation in the south-western Kamo arch, is considered in the paper. Sandy bed was successfully traced and mapped from CDP survey, processed in Reapak RD system. It resulted in prediction of sandstone deposition and differentiation of a number of traps.

Введение

В 2007 году на южном склоне Камовского свода, Байкитской антеклизы, пробурена поисковая скважина Камовская 1, открывшая залежь нефти в оскобинской свите. Здесь в средней пачке свиты, вскрыт пласт с высокими значениями гаммаактивности радиоактивных песчаников Б-VIII. В результате испытания пласта получен приток нефти 150 м³/сут, открыто Камовское месторождение. В центральной части Камовского свода из скв. Юрубченская 18 получен промышленный приток газа 118,4 м³/сут. Данный песчаный пласт, в пределах западного и юго-западного склонов Камовского свода представлен переслаиванием алевролитов и песчаников, общей мощностью от 0 до 10 м.

Песчаники оскобинской свиты

Карбонатно-сульфатно-терригенные отложения оскобинской свиты прослежены на юго-западе Камовского свода и мощность их меняется от 70 до 133 м. В оскобинской свите выделены четыре пачки. Толщины нижней сульфатно-доломитовой пачки изменяются от 0 м до 30 м. Вторая пачка оскобинской свиты толщиной до 30 м, сложена алевро-песчаной породой, с прослоями доломита и

обильными включениями ангидрита, в виде линз и гнезд. Третья пачка представлена песчаниками и алевролитами, а также доломитистыми аргиллитами. Мощность пачки до 20 метров. Верхняя пачка толщиной до 90 м имеет карбонатный состав: доломиты, ангидрито-доломиты с прослоями аргиллитов.

Продуктивный пласт Б-VIII располагается в третьей (терригенной) пачке оскобинской свиты, в кровельной или средней части радиоактивного репера. Пласт сложен песчаниками мелкозернистыми, слюдистыми, алевролитистыми. Максимальная мощность пласта на исследуемой площади составляет 10 метров. Данный песчаный пласт в пределах западного и юго-западного склонов Камовского свода представлен переслаиванием алевролитов и песчаников, Песчаники пористые, трещиноватые, с массивной и линзовидно-волнисто-слоистой (за счет тонких слоев зеленых аргиллитов) текстурой.

Интерпретация сейсмических данных в системе РеапакРД

Для прослеживания и прогноза распространения песчаных тел в сложном разрезе юго-запада Камовского свода на была проведена обработка сейсмических материалов по программам системы РеапакРД.

При изучении отложений терригенной пачки оскобинской свиты, содержащей пласт Б-VIII, использовались методические приемы и процедуры, относящиеся к области решения обратной динамической задачи. Это – преобразование разрезов ОГТ в разрезы ЭКО, стратификация границ ЭКО, относящихся к кровле и подошве пласта Б-VIII, калибровка значений эффективного коэффициента отражения, расчет пластовых скоростей по откалиброванным значениям ЭКО, построение карт ЭКО и карт пластовых скоростей.

Важным этапом интерпретации является увязка сейсмических и скважинных данных с целью стратификации границ ЭКО. Для увязки использовались данные ГИС и другие результаты бурения скважин. Границы ЭКО, относящиеся к кровле и подошве пласта Б-VIII, прослежены по центральной части исследуемой площади. Оказалось, что акустическая контрастность продуктивного пласта существенно изменяется по площади и это можно связать с изменениями его коллекторских свойств. По откалиброванным значениям коэффициентов отражения выполнен расчет пластовой скорости и построены карты ЭКО и карта пластовой скорости. Значения пластовой скорости изменяются в пределах от 3 900 м/с до 5 100 м/с.

Таким образом, на основе использования технологии системы РеапакРД на площади выделены в качестве перспективных участки с пониженными скоростями в продуктивном пласте и повышенными значениями эффективных коэффициентов отражений на его подошве. Существенное отличие в акустической жесткости пород пласта от подстилающих и перекрывающих отложений можно объяснить тем, что более крепкие и менее пористые магнезиальные ангидрит-доломиты обладают большей акустической жесткостью и скоростью распространения продольных волн, чем пористые песчаники пласта Б-VIII. Плохо проницаемые перемычки песчаного пласта в силу заполнения порового пространства ангидрит-доломитовым цементом

приобретают акустическую жесткость сходную с подстилающими отражениями и обладают пониженными значениями ЭКО и повышенными скоростями распространения продольных сейсмических волн.

В результате по перечисленным признакам удалось выделить участки развития песчаников пласта БVIII с улучшенными коллекторскими свойствами (Рудницкая Д.И., 2009).

Полученные материалы позволили определить палеогеографические обстановки оскобинской свиты и пласта БVIII.

Условия формирования песчаного пласта БVIII оскобинской свиты

На юге Камовского свода отложения оскобинской свиты, можно отнести к осадкам прибрежно-морских фаций сформировавшихся на пологих выровненных поверхностях рельефа.

Песчаный пласт Б-VIII соответствующий высокорadioактивному реперу в средней части разреза свиты удалось выделить на разрезах ЭКО и проследить его распространение по площади. В результате составлены детальные палеогеографическая и фациальная модели его формирования. На карте зоны развития коллекторов в песчаном пласте Б-VIII, представлены в виде изометричных амебообразных объектов (рис. 1). Такая форма участков песчаного пласта Б-VIII, возможно, связана с условиями его формирования в прибрежных водоемах с береговой линией сложной формы, со спорадическим поступлением морской воды и достаточно объемным площадным стоком пресной воды с прилежащих участков Юрубченской суши. Часть обломочного материала, например зерна кварца, могли поставляться эоловыми процессами. Пласт Б-VIII сложен песчаниками мелкозернистыми, слюдистыми, алевролитистыми с большим количеством кварцевого материала и единичными маломощными ангидрит-аргилитовыми прослоями. Судя по выдержанности состава высокорadioактивного песчаного пласта на площади, осадки накапливались в сходных условиях.

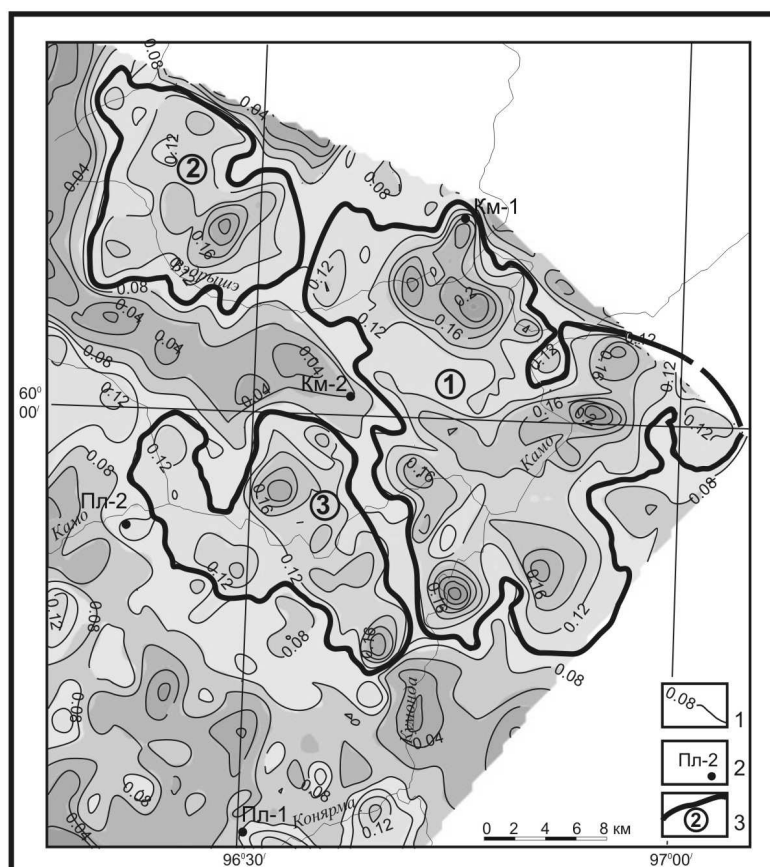


Рис. 1. Карта распределения откалиброванных значений ЭКО по подошве пласта BVIII:

1 – изолинии откалиброванных значений по подошве пласта BVIII; 2 – скважина и ее номер; 3 – участки улучшенных коллекторских свойств песчаников пласта BVIII: 1 – Камовский, 2 – Верхневэдрэшевский, 3 – Платоновский

В вендском периоде, по данным палеоботаники, отсутствовала наземная растительность, способная закреплять подвижные формы рельефа, главным образом дюны. В силу этого, как нам представляется, основное участие в формировании рельефа принимали волноприбойная и приливно-отливная деятельность моря, и тектонические подвижки блоков фундамента. Это привело к образованию многочисленных небольших водоемов на прибрежной равнине, в которых и отлагался переносимый морем и ветром осадочный материал. Эти водоемы были по видимому заселены характерным биологическим сообществом, чему свидетельство большое содержание битумов в цементе песчаника.

Условия осадконакопления в этих водоемах по видимому способствовали быстрому захоронению песчаного материала и таким образом, сохранению его коллекторских свойств. А движение соленых вод в песках расположенных выше уровня зеркала воды, по видимому способствовало отложению в межзерновом пространстве сульфатов и магнезиальных доломитов, превращая часть песчаников в перемиčky непроницаемые для флюидов (Сели, 1989).

Прогноз ловушек углеводородов в пласте Б-VIII и их характеристика.

На юго-западе Камовского свода поисковая Камовская скважина 1 обнаружила залежь нефти в песчаниках оскобинской свиты а под оскобинской свитой венда вскрыла карбонатные отложения рифея

В пределах песчаного пласта, по распределению калиброванных значений эффективных коэффициентов отражений (ЭКО) нами выделены ловушки (рис. 2) имеющих литологическое ограничение в виде непроницаемых или слабопроницаемых пород.

Выделенные ловушки расположены в северо-восточной части изученной территории. Все они лежат в пределах контуров ограниченных водонефтяными и газо-нефтяными контактами ЮТЗ (-2 070 м) и Оморинского газоконденсатного месторождения (-2 114 м). Кроме того, ввиду сложности строения как всего терригенного венда, так и пласта Б-VIII, возможно существование водонефтяных и газо-нефтяных контактов на других отметках в литологически экранированных залежах. Небольшой приток фильтрата с пленкой нефти полученный скважиной Платоновская 1, подтверждает предположение, о возможности собственных водонефтяных газо-жидкостных контактах для литологически ограниченных ловушек на изучаемой территории.

По результатам нашего исследования закартированы 3 ловушки общей площадью более 345 км² (рис. 2). Эффективная мощность коллектора по данным изучения Оморинских скважин составляет 3,8 м. По результатам бурения на Камовской площади (скв. Камовская 1) эффективная мощность коллектора пласта Б-VIII составляет 9,1 м. Таким образом, при оценке ресурсов по наиболее достоверной Камовской ловушке, нами взята эффективная мощность равная 7 м, а для менее достоверных Верхневэдрэшевской и Платоновской ловушек при подсчетах принята эффективная мощность равная 4 м.

Камовская структурно-литологическая ловушка. Ловушка оконтуривается по изолинии 0.1 откалиброванного значения эффективного коэффициента отражения (ЭКО) по подошве пласта Б-VIII. Ловушка имеет края неровной изрезанной формы (Рис.2). Ее северо-западное окончание неясно в виду окончания здесь сейсмических профилей. Возможно ее дальнейшее незначительное продолжение на северо-запад.

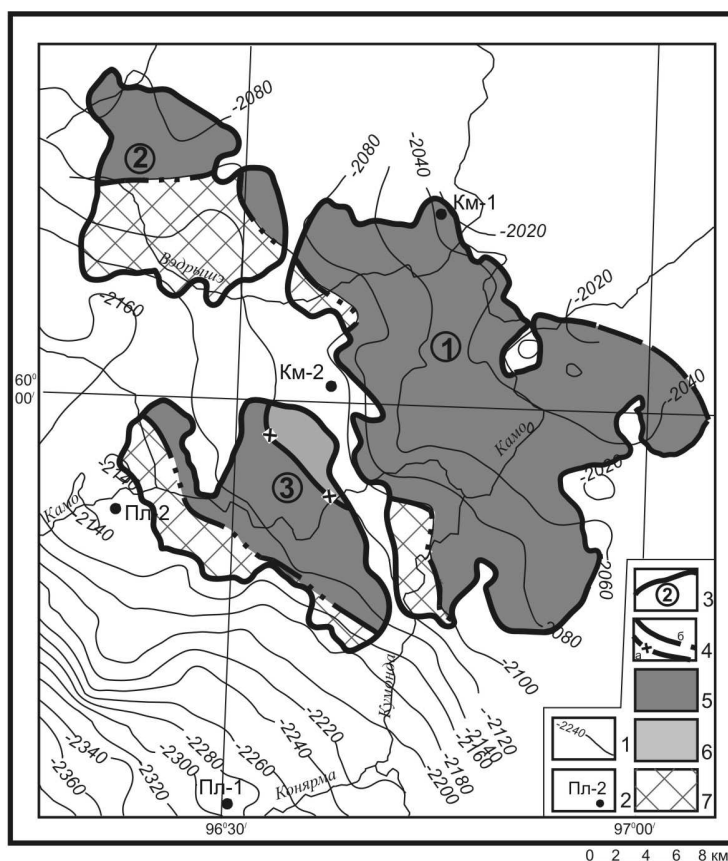


Рис. 2. Карта распределения ловушек в пласте БVIII в оскобинской свите на юго-западе Камовского свода:

1 – изогипсы по кровле пласта БVIII; 2 – скважина и ее номер; 3 – ловушки, выделенные по откалиброванным значениям ЭКО (эффективных значений отражения по пачке БVIII); 4 – ВНК(а), ГНК(б); 5 – нефть; 6 – газ; 7 – вода

Ловушки УВ: 1 – Камовская, 2 – Верхневэдрэшевская, 3 – Платоновская

Длина ловушки 33 км при ширине 24 км. Площадь ловушки более 206 км². Водонефтяной контакт нами предполагается на отметке -2 114 по кровле пласта Б-VIII. Заполнение ожидается нефтяное (рис. 2). Тип коллектора порово-трещинный.

Платоновская структурно-литологическая ловушка. По нашим данным является менее вероятной, в сравнении с Камовской. Платоновская ловушка расположена юго-западнее Камовской и отделена от нее неширокой перемычкой пород пласта Б-VIII с низкими коллекторскими свойствами. Гипсометрически она расположена примерно на 100 м ниже. Как нам представляется, ловушка возможно содержит залежь УВ, с собственным водонефтяным контактом, расположенным на отметке – 2 134 (рис. 2). Ожидается эффективная мощность коллектора – 6 м. Площадь ловушки составляет 68 км². Заполнение ожидается газо-нефтяное с примерным соотношением 50/50.

Верхневэдрэшевская структурно-литологическая ловушка. По степени обоснования сходна с Платоновской. Ловушка расположена в 13 км к северу от Платоновской ловушки и в километре к северо-западу от Камовской. Ловушка по гипсометрическому уровню соответствует Платоновской. Она имеет

изометричную форму и небольшой входящий клин пород с плохими коллекторскими свойствами, расположенный в северо-восточной части Площадь Верхневэдрэшевской ловушки составляет 64 км². Эффективная мощность коллектора ожидается в пределах 6 м. Заполнение ловушки ожидается нефтегазовое (Рис.2). Водонефтяной контакт возможно находится за пределами ловушки. Соотношение нефти и газа ожидается равной 40/60.

Заключение

В заключении можно сказать, что использованный методический подход к изучению перспектив нефтегазоносности пласта Б-VIII оскобинской свиты венда позволяет прогнозировать ловушки углеводородов. На этой основе возможно применение комплекса РеапакРД, при проведении поисково-оценочных работ, и прогнозе нефтегазового заполнения ловушки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н.В., Исаев А.В., Сейсмогеологические модели и перспективные нефтегазоносные объекты вендского комплекса в Байкитской нефтегазоносной области // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – 134–143 с.
2. Рудницкая Д.И. Использование системы РеапакРД при прогнозировании нефтегазоперспективных объектов на территории Восточной Сибири / Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопроисловых объектов на Сибирской платформе (в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия))/материалы научно-практической конференции/ Новосибирск, 2009. – С. 296–303.
3. Сели Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. – Москва: Недра, 1989. – С. 295.

© Л.В. Боровикова, 2010

УДК 551.243.6:(553.982:551.72)(571.5)

М.И. Баранова

ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

СДВИГОВАЯ ТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

В статье рассмотрена вероятностная глубинная структурная модель рифейского резервуара Куюмбинского месторождения. Показана определяющая роль сдвигов в формировании ловушек нефти и газа.

M.I. Baranova

SNIIGGiMS, Krasny Pr., 67,

Novosibirsk

FAULT TECTONICS AND PETROLEUM POTENTIAL OF KUYUMBINSKOYE FIELD (SIBERIAN PLATFORM)

Probabilistic structural depth model of the Riphean reservoir within the Kuyumbinskoe field is considered in the paper. Fault domination in oil and gas trap formation is shown.

Куюмбинское газонефтяное месторождение находится на северо-востоке Камовского свода Байкитской антеклизы и является составной частью гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления Сибирской платформы. Работы здесь со значительным перерывом ведутся начиная с 70-х годов прошлого столетия, когда была пробурена первооткрывательница месторождения – скважина Куюмбинская – 1, вскрывшая газовую залежь. В дальнейшем на этой площади было пробурено еще 15 скважин, из которых только две дали промышленные притоки нефти и газа. В связи с низкой экономической эффективностью разведочных работ бурение скважин было приостановлено и возобновилось только в конце 90-х годов в связи с лицензированием участка ОАО «НГК Славнефть».

Значительная сложность геологического строения рифейского резервуара Куюмбинского месторождения существенно отражается на сейсмической информации, которая трактуется по-разному.

Геологическая модель ВНИГНИ [1] показывает определяющую структурно-морфологическую роль выделенного Куюмбинского грабена при субгоризонтальном залегании слагающей его рифейской толщи осадков. При этом в грабене выделяется субмеридианальная погруженная зона, как возможное проявление древнейшего рифтогенеза.

Сибирскими геологами [2] была разработана модель строения докембрийских образований, которая основывается на выклинивании

разновозрастных, фациально однородных толщ на предвендскую эрозионную поверхность, причем притоки углеводородов, приурочены, преимущественно, к доломитовым каверново-трещинным породам-коллекторам. Последние перекрыты венд-нижнепалеозойской покрывкой.

В результате геолого-разведочных работ, проведенных в пределах Куюмбинского месторождения недропользователями (ОАО «НГК Славнефть», ОАО «ВСНК»), последними были опубликованы новые структурная и тектонофизическая модель, в основу которых легли материалы площадных сейсморазведочных работ 3D и использование методики фокусирующего преобразования (ФП), посредством которой формировались поля, несущие информацию о рассеивающих свойствах среды. Выделенные зоны дезинтеграции соответствуют участкам интенсивной трещиноватости, с которыми связаны ловушки УВ.

В последней структурной модели недропользователей [7] рифейский мегакомплекс разделен региональными несогласиями на 5 терригенно-карбонатных комплексов, отвечающих крупным циклам рифейского осадконакопления. Верхний залегает субгоризонтально и заполняет наиболее прогнутые части Мадринского прогиба. Нижние комплексы сложены наклонно погружающимися в юго-восточном направлении верхне-среднерифейскими породами, характеризуются интенсивной дизъюнктивной нарушенностью и формировались в условиях клиноформного заполнения бассейна. Рифтогенные процессы, по мнению авторов модели, расчленили всю толщу рядом пологих сбросов, которые в конце рифея были трансформированы в крупные надвиги. Надвиговые дислокации являются частью крупной сдвиговой системы северо-восточного направления. Кроме того, были выделены менее проявленные сдвиги северо-западного простиранья. Вдоль сдвига-сбросов породы дезинтегрированы и обрамлены полосами аномальной трещиноватости. Нефтегазовые залежи связываются, преимущественно, с рифоподобными строматолитовыми постройками, расположенными над глубинными субвертикальными зонами дезинтеграции.

Анализ тектонической изученности Куюмбинского месторождения показывает сложную структурную обстановку, обусловленную, по всей видимости, проявлением байкальского тектогенеза на рубеже 800 млн. лет, во время которого происходила перестройка всей осадочной толщи рифея.

Платформенный осадочный чехол в этой части платформы сложен двумя структурными ярусами, разделенными резким угловым несогласием. Нижний структурный ярус, представленный терригенно-карбонатными породами рифея, по мнению ряда исследователей (Краевский Б.Г., 1995 г.), формировался в довольно спокойной структурно-фациальной обстановке при колебательных движениях земной коры. Наличие блоковых выходов фундамента на предвендскую эрозионную поверхность, углового несогласия между отложениями рифея и вышележащими, залегающими практически горизонтально, осадками венда, говорит о значительном временном перерыве в осадконакоплении на рубеже рифей-венд. Этот период сопровождался

амплитудными тектоническими подвижками, во время которых происходила как активизация, так и заложение новых глубинных разломов.

Исследования кинематики дизъюнктивов всей земной коры позволили сделать вывод, что около 75 % разрывных нарушений являются сдвигами [Х. Бениофф, 1966]. При этом для зоны сдвигов, так же, как и для любого типа деформаций, характерен свой парагенез структур. Детальное изучение всех типов дислокаций Куюмбинского месторождения позволяет предположить, что локализацию залежей УВ контролируют сдвиги и связанные с ними структуры, причем само месторождение приурочено к узлу их пересечения. В соответствии со схемой распространения сдвигов на Сибирской платформе [4], это правосторонний Ангаро-Катангский сдвиг север-северо-западного простирания и Большепитско-Кислоканский – северо-восточного.

Приуроченность газонефтяных месторождений к зонам сдвигов обнаружена во многих регионах мира, в том числе и в Восточной Сибири. На территории Непско-Ботубинской антеклизы выявлено несколько разрывных зон предположительно сдвиговой природы. В узлах пересечений некоторых из них обнаружены месторождения нефти и газа [5].

Впервые крупный глубинный разлом, впоследствии названный Ангаро-Катангским, выделили Г.Ф. Лунгерсгаузен и др. (1955). В дальнейшем южная его часть была детально описана С.М. Замараевым и Г.А. Кузнецовым как крупнейшая Окино-Вихоревская флексура. Проявление основных характеристик этого сдвига можно видеть на Куюмбинском месторождении. Важнейшими из них являются: 1 – наличие флексурных перегибов по подошве пролетарской свиты ордовика, фиксируемых по рекам Корде и Подкаменной Тунгуске; 2 – четко выраженный глубинный разлом, выделенный на региональных сейсмических профилях – «Батолит» и «Рассечка» на пикетах соответственно 332 и 55.

Зона проявления левостороннего Большепитско-Кислоканского сдвига северо-восточного простирания в районе Куюмбинского грабена хорошо видна на сейсмическом кубе 3D в виде разрывов, пронизывающих всю осадочную толщу рифея [6] и присутствие ее в настоящее время у большинства исследователей не вызывает сомнений.

За основу в предлагаемом варианте тектонического строения Куюмбинского месторождения (рис. 1) автором статьи взяты структурные построения по эрозионной поверхности рифея (Кошук Е.П. и др., 2001 г.). Выделенные разрывы имеют отчетливо выраженное северо-восточное и субширотное простирание. Характерной чертой их является веерообразный структурный рисунок. С северо-запада эта зона разломов примыкает к основной ветви Большепитско-Кислоканского сдвига, который в данном месте является разломным ограничением блока фундамента.

Одной из важнейших особенностей сдвигов является их свойство при отклонении от прямолинейного движения создавать структуры растяжения и сжатия на обеих крыльях в зависимости от поворота основной оси. Так, при изгибе осевой поверхности левостороннего сдвига налево образуется зона растяжения в виде пулл-апарта (депрессии). Аналогичным образом ведет себя

Большепитско-Кислоканский сдвиг. В результате образуется впадина. Мозаичный рисунок всей деструктивной зоны обусловлен пересечением северо-восточного направления разрывов с северо-западным (Ангаро-Катангским). Последний, по всей вероятности, является более древним и менее проявленным на этой территории.

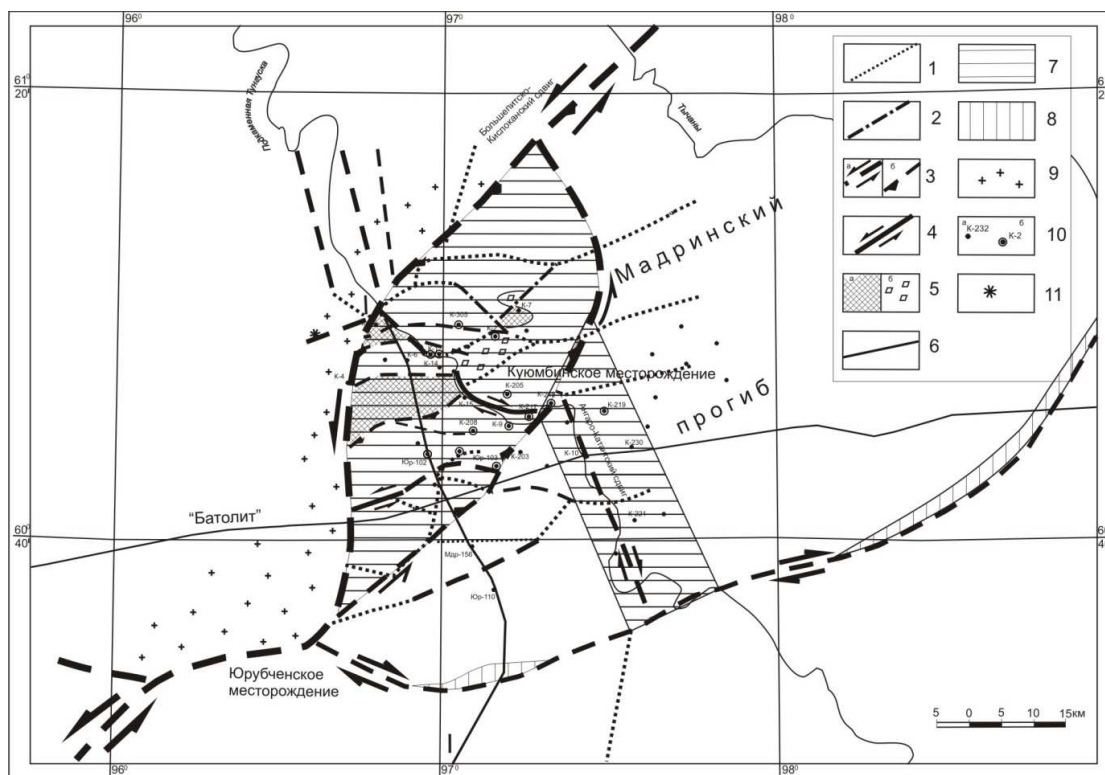


Рис. 1 Тектоническая схема Куюмбинского участка

Составлена по материалам Кощука Е.П., Кошук Н.П. (2001г.) с изменениями и дополнениями.

Разломы: 1 - по данным Кощука Е.П. и др., 2001г.; 2 - выделенные по геологической съемке; сдвиги: 3 - предполагаемые (а - простые, б - сбросо-сдвиги); 4 - уверенные; 5 - а - горсты, б - грабены; 6 - сейсмические профили; 7 - перспективная зона нефтегазоаккумуляции; 8 - зоны предполагаемых надвигов; 9 - выходы пород фундамента на предвендскую эрозионную поверхность; 10 - скважина и ее номер, а - без притока УВ, б - с притоком УВ; 11 - трубка взрыва.

Тектонотипом рифейского резервуара Куюмбинской структуры может служить, предположительно, зона левостороннего сдвига в Линьи, входящая в состав Бохайской впадины Китайско-Корейской платформы. Чаша Бохайского залива представляет собой третичный нефтегазоносный резервуар, рассеченный разломами северо-восточного и северо-западного простираний на блоки разного размера [3]. Первое направление характеризуется как сдвиго-раздвиг, второе образовалось в условиях сдвига-сжатия. Сбросовые структурные модели блоков являются главными типами вторичных структурных зон, которые контролируют накопление нефти и газа в районе, причем, изыскательская практика говорит, что одна зона разлома второго порядка обычно представляет собой одну зону скопления УВ. Это структуры клетчатой, веерообразной, ∇ – образной формы, типа конькового хода и горстообразные в виде иероглифа. Последний тип структур является самым распространенным. Он представляет собой горст, по

краям которого находятся грабены, поэтому его называют центральной складкой волочения. В плане горстообразные зоны образуют единую структуру типа иероглифа и прослеживаются в виде кулис. Аналогичным образом ведут себя горсты и грабены, выделенные по поверхности рифея в центральной части Куломбинской структуры и являются дополнением к структурному рисунку веерообразной тектонической зоны разлома Линьи, который выбран за основу.

Таким образом, есть основания предполагать, что перспективная зона нефтегазонакопления в Куломбинской структуре контролируется выделенной отрицательной структурой растяжения типа пулл-апарт, а ловушки внутри ее связаны с разломами дугообразной формы, образованными пересечением сдвигов северо-восточного и северо-западного направлений, а также с горстообразными поднятиями и ограничивающими их разломами.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Геологическая модель рифейского резервуара Куломбинского месторождения / В.С. Славкин, В.Е. Зиньковский, Н.Е. Соколова, Е.А. Давыдова // Геология нефти и газа. – 1999. – № 11–12. – С. 13–21.

2. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.

4. Линь Дяньчжун / Признаки сдвиговых структур во впадине Бохайского залива и их контроль за нефтью и газом // Шию юй тяньжаньпи дичжи. – КНР. – 1982. – Т. 3. – С. 16–24.

5. Мигурский А.В., Старосельцев В.С. / Дизъюнктивная тектоника и нефтегазоносность юга Сибирской платформы // Доклады секции Всероссийского съезда геологов и научно-практической геологической конференции «Состояние и перспективы развития сырьевой базы углеводородов России». – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2000. – С. 159–168.

6. Мигурский А.В., Мазаева П.К. / Зоны сдвигов Непско-Ботубинской антеклизы и их возможное влияние на нефтегазоносность // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. Новосибирск, СНИИГГиМС, 1980. – С. 67–76.

7. Новые данные о геологическом строении Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления и пути дальнейшего освоения ее нефтегазового потенциала / А.П. Афанасенков, Н.Г. Бухаров, Р.Н. Мухаметзянов и др. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2004. – № 1. – С. 34–44.

8. Результаты геолого-разведочных работ на Куломбинском месторождении Юрубчено-Тохомской зоны / В.В. Харахинов, С.И. Шленкин, В.А. Зеренинов и др. // Пути повышения эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия): Тез. Докл. Всерос. науч.-практ. конф. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2006. – С. 67–78.

УДК 553.982.2

О.М. Эхигиатор

Университет Бенсон Айдахоза, Нигерия

Р.А. Эхигиатор-Иругхе

СГГА, Новосибирск

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

O.M. Ehigiator

Benson Idahosa University, Nigeria

E-mail: Geosystems_2004@yahoo.com

R.A. Ehigiator-Irughe

PhD Student, SSGA, Russian Federation

E-mail: raphehigiator@yahoo.com

MODELLING OF OIL WATER CONTACT BY METHOD OF MATERIAL BALANCE

Abstract

A simple model used for calculation of current oil water contact by simply manipulation of generalized material balance and volumetric method for determination of oil in place are described in this paper. The oil water contact of an oil reservoir is mostly determined using well log data, for example carbon oxygen ratio and geophysical well logs. For cost effectiveness we are using the method of material balance to determine current water contact (C_{owc}) with known reservoir parameters. It allowed us to find the contact to 36.6ft. The result obtained was compared with the method of carbon oxygen ratio and the error was found to be 2.00ft. This equation was used to test series of reservoirs in Niger delta and found to be consistence and we present here only one sample result. This mathematical approach is not affected by water salinity. Therefore, it is a breakthrough in reservoir engineering. This method is more economical, fast and, therefore, affordable by small scale oil and gas industries especially in the acquisition of marginal oil and gas field.

Key words: Material balance, oil water contact.

Numerous procedures have been proposed and employed for estimating of hydrocarbon initial oil in place [3]. The most commonly used method is by volumetric method as stated by [1]. However, it has become both practical and popular to confirm such estimates by material balance equations. The type of material balance equation used in such estimates is similar to that used in many other fields of engineering for quantity and quality estimate and control. In the simplest form, the material balance equation can be written as follows:

$$\text{Initial volume} = \text{volume remaining} + \text{volume removed.} \quad (1)$$

A concept of material balance for the estimation of hydrocarbon in underground reservoirs was presented by [5]. The principal improvement in the application of the equation in practice has become possible through processing of measurements and the continuing efforts of reservoir engineers to expand the equation to cover the reservoir rock and its contents. Over the years, well log interpretation has been based on finding the amount of water in a formation, deducing from that quantity whether or not hydrocarbons are present, and determine the volume.

These techniques have been based on the resistivity and/or pulsed neutron captures contrast between water and oil. In both measurements the contrast are at their minimum when the salinity of the water phase is low. Neither method can accurately determine water saturation when the water salinity is near zero.

What is obviously needed is a logging device that measures the bulk volume of water or oil in a formation without any dependence on the formation water salinity of the formation water. Several types of measurements are available to the industry in theory if not in actual practice.

The theory associated with the carbon and oxygen measurement has been known for many years, but only within the last several years the technology has been improved to allow for reliable measurements outside the laboratory environment [4]. There are only few logging companies having tools, which commercially measure the carbon – oxygen ratio (COR).

We carried out some research the main purpose of which is to estimate the oil water contact using a mathematical approach. This method is more accurate compared to others and cheaper [2]. This mathematical approach is not affected by water salinity. Therefore, it is a breakthrough in reservoir engineering.

The oil water contact is selected on the core or log as the point at which the oil saturation of the sample decreases and the water saturation increases. This is the oil - water contact defined as the level below which the fluid production is 100% water. Unfortunately, not all wells drilled penetrate the water-bearing portion of the formation. Thus, it becomes necessary to determine the limits of the oil-water contact from a merger set of data. The transition between oil and water is defined as the oil water contact (OWC). When defining the oil-water contact position, it is suggested that all open hole drill-stem tests, production and completion tests, core analysis and log data be plotted on the structural map.

We studied Reservoir A, which is slightly silty, gravelly, moderate to well sorted, with loosely consolidated sand. The reservoir is laid down in Bathyal environment and represents a delta prograding Para- sequence whose top paleo-channel sand may have been eroded. The reservoir under study contain only two fluids i.e. water and oil, hence reservoir is described as an under saturated reservoir. Since only two fluids are present (water and oil), their relative rates of flow are determined by their relative viscosity and their relative permeability. The reservoir permeability is 3 - 5 Darcy and the porosity is presented as 0.13.

Below are the methods used for determination of oil in place but we should consider the volumetric and the material balance equation.

1) Volumetric Reservoir

This method is based on log and core analysis data to determine the bulk volume, the porosity and the fluid saturations, and upon fluid analysis to determine the oil volume factor. Let N denote the stock tank oil in place, then

$$N = \frac{7758 AH \phi (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (2)$$

where: A - cross sectional area of reservoir, H - height (thickness) of reservoir, ϕ - porosity of the reservoir rocks, S_w - water saturation, B_{oi} - initial formation oil volume factor.

2) Material Balance Equation (M.B.E)

The Material balance equation is used to confirm the value obtained from volumetric method. It is simply a volume balance, which equates total production to the difference between the initial volumes of hydrocarbons in the reservoir to the current volume.

3) Generalized Material-Balance Equation

The generalized material-balance equation often is called schilthuis equation [5]. It is simply a volumetric balance, which states that since the volume of a reservoir gas defined by its initial limits is a constant, the algebraic sum of volume oil changes, the free gas, and the water volume in the reservoir must be zero. For example, if both the oil and gas reservoir volume decrease, the sum of these two decreases must be balanced by an increase of equal magnitude in the water volume.

If the assumption is made that complete equilibrium is attained at all time in the reservoir between the oil and its solution gas, it is possible to write a generalized material balance equation relating the quantities of oil, gas and water produced, the average reservoir pressure, the quality of water which may have encroached from the aquifer, and finally the initial oil and gas content of the reservoir.

4) Modification Material Balance Equation

Recalling (2) and multiplying net/gross

$$N = \frac{7758 Ah \phi (1 - S_w)}{B_{oi}} \times \frac{N}{G} \quad (3)$$

where $\frac{N}{G}$ is the net/gross.

The reserve of still producing reservoir is computed as follows:

$$N - N_p = \frac{7758 A h r \phi (1 - S_{wc})}{B_o} \times N/G \quad (4)$$

Using the method of generalized material balance, the reserve is computed as:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti} + \frac{m B_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})} \quad (5)$$

Combining Eq. (3) and Eq. (4), we have:

$$\begin{aligned}
& \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p)}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})} - N_p = \frac{7758Ahr\phi(1 - S_{wc})}{B_o} \\
& \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p) - N_p \left[B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) \right]}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})} \\
& = \frac{7758Ahr\phi(1 - S_{wc})}{B_o} \times N/G \\
& \frac{B_o [N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p) - N_p \left[B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) \right]]}{B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) \times N/G} = 7758Ahr\phi(1 - S_{wc})
\end{aligned}$$

So

$$\therefore h_r = \frac{B_o [N_p [B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - B_w W_p) - N_p \left[B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) \right]]}{7758A\phi(1 - S_{wc}) [B_t - B_{ti} + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})] \times N/G} \quad (6)$$

where: h_r – Reservoir thickness, B_o – oil formation volume factor, N_p – cumulative oil produced, R_p – producing gas – oil ratio, R_{si} – initial solution gas – oil ratio, B_g – gas formation volume factor, W_e – cumulative water influx, B_w – water formation volume factor, W_p – cumulative water produces bbl at standard condition, $B_r = [B_o + (R_{si} - R_s) B_g]$, $B_{ti} = B_{oi}$ – initial oil formation volume factor, $M = G B_{gi} / 5.615 N B_{oi}$ – ratio of initial gas – cap – gas, reservoir volume to initial reservoir oil volume, A – Area in Acres, ϕ – Porosity, S_{wc} – water saturation.

To determine a new fluid contact from a reservoir that has produces for some time, the parameters of Reservoir A were used as shown in Table 1.

By using the above measured reservoir parameter (Reservoir A) and substituting to Eq. (3), we deduce the volume of oil in place equal to 78.8 mmstb.

On the other hand, using Eq. (6), the reservoir thickness was found to be 91.35 ft and the current oil water contact (Cowc) was found to be 36.61ft.

The generalized material-balance equation is simply a volumetric balance, which equates total production balance to the difference between the initial volumes of hydrocarbons in the reservoir to the current volume [1].

Table 1 – Measured parameter of studied reservoir (Reservoir A)

Parameters	STOIP	N_p	R_p	R_{si}	B_{gi}	B_{oi}	Gross Res. Vol.
Reservoir	78.8MMstb	14.1MMstb	429scf/stb	320scf/stb	0.006146scf/stb	1.175bbl/stb	51.54mac-ft
Parameters	Porosity	Net/gross(N/G)	$S_{wc}(Avg)$	B_w	W_e	W_p	Initial Pressure
Reservoir	0.13	0.97	0.23	1.02	21.53×10^6 stb	4.10MMstb	2540psi
Parameters	Crest of structure	Avg gross sand thickness	Current Temperature	O_{owc}	Current Pressure	Initial Temperature	Bubble point Pressure
Reservoir	5700 ftss	76ft	167 ⁰ f	582ft	2280psi	167 ⁰ f	2085psi

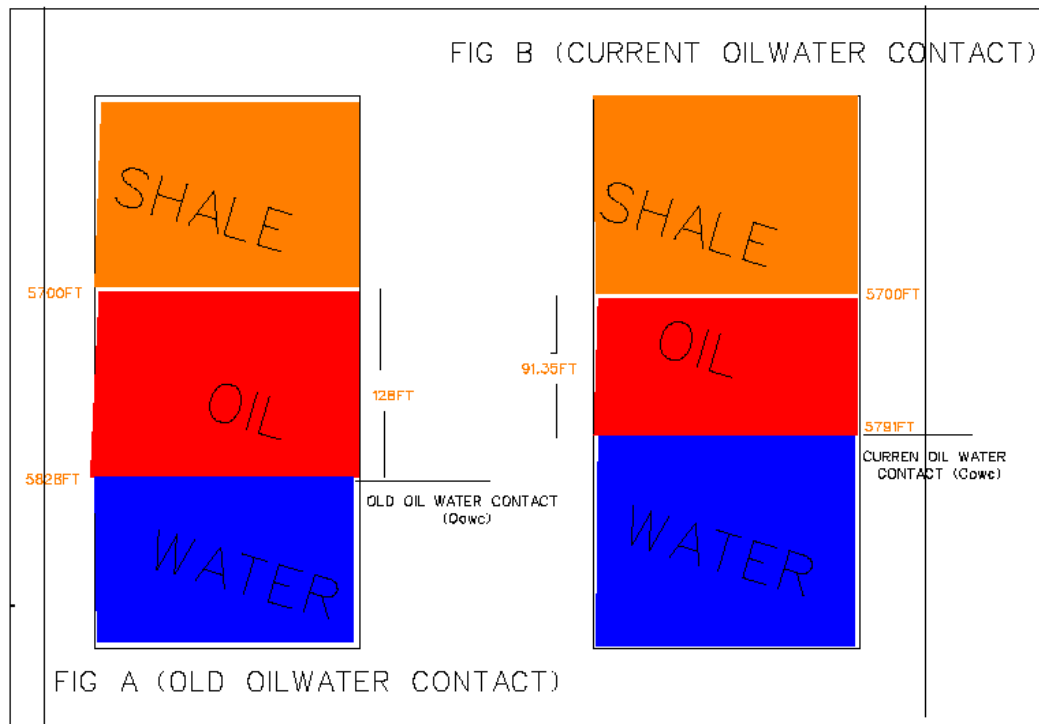


Figure. (A & B) oil water contact of Reservoir A

A direct application of material balance in the determination of current oil water contact will not be possible because in the equation if a reservoir thickness is not included in the equation. To do this, the material balance has to be equated with the volumetric method of computing the oil in place.

It results in the modified material balance equation 6 which was applied to determine the current oil water contact (C_{owc}) revealing reservoir C_{owc} as 36.61ft.

When deriving and applying the modified material-balance equation, the following assumptions were made:

- There is a clear sweep of oil from the reservoir to the surface
- Uniform displacement of reservoir field
- Constant well ability.

An extensive sensitivity analysis of the numerical simulation to predict the current oil water contact, and the result compared with well log reveal a sensitive result. For Reservoir A, the difference between both methods in the position of C_{owc}

is 2.0 ft. This is an indication that the result was consistent for Reservoir A. It is important to note that one of the most important parameter needed in the computation of C_{owc} is the water influx and the value must be properly estimated.

Conclusion

The result obtained from the logging data by using the material balance method shows the consistency with minimal error. This error can be caused by estimation of relevant computation data used, and care must be taken in the estimation of these relevant data. However, the method of material balance is economical, faster and therefore, affordable by small scale oil and gas industries especially in the acquisition of marginal oil and gas field. This method is recommended to apply either for evaluation of original-hydrocarbons-in-place or the remaining reserves as well. Most of all it depends on the reservoir parameters and accuracy of measurement which are also very important. Some of parameters that may influence on the accuracy:

1. Cumulative water production
2. Water influx
3. Initial solution gas oil ratio
4. Producing gas oil ratio
5. Total oil formation volume factor.

When all relevant parameters are available, the material balance equation can be applied to check for current oil water contact obtained with logging data.

References

1. Craft, B.C. Hawkins, M.F. Reservoir Engineering, Churchill publ., Third Edition, [2004].
2. Ehigiator – Irughe, R. (2002) “Mathematical Methods for Determination of Oil Water Contact”. PGD Thesis. Department of Petroleum Engineering, University of Benin, Benin City.
3. Frank Hsieh and Philip, S. Kandel: Material-Balance Method for Production Rejuvenation with Horizontal Wells [2002].
4. (4) Gilchrist, W.A., Rogers, L.T. and Watson, J.T.: Carbon/Oxygen Interpretation-An S.P.E. (Society of Petroleum Engineers), vol. 3, page 66-74 [1983].
5. Schiltius, R, Review of Hydrocarbon Reservoir. Journal of N.A.P.E. (Nigeria Association of Petroleum Explorationist). Vol.1, pp.12.

УДК 552.578.2

О.М. Эхигиатор

Университет Бенсон Айдахоза, Нигерия

Р.А. Эхигиатор-Иругхе

СГГА, Новосибирск

И. Аигбедион

Университет Амброза Али, Нигерия

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И ДАННЫХ КЕРНОВОГО АНАЛИЗА (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АБУРА В БАССЕЙНЕ ДЕЛЬТЫ РЕКИ НИГЕР)

O.M. Ehigiator

Benson Idahosa University, Nigeria

E-mail: Geosystems_2004@yahoo.com

R.A. Ehigiator – Irughe

PhD Student, SSGA, Russian Federation

E-mail: raphehigiator@yahoo.com

I. Aigbedion

Ambrose Alli University, Nigeria.

E-mail: isaacaigbedion@yahoo.com

CHARACTERISATION OF RESERVOIR USING PETROPHYSICAL PARAMETERS AND CORE DATA (A CASE STUDY OF ABURA FIELD NIGER DELTA OF NIGERIA)

Abstract

The computation of petrophysical parameters for two wells in Niger Delta basin of Nigeria and comparison with the results of core data analysis are described in the paper. Geophysical logs data set comprising gamma – ray, spontaneous potential, electrical resistivity, neutron and density logs from the wells were evaluated for its hydrocarbon potential. The formation evaluation of wells was performed to identify the hydrocarbon bearing reservoir and study the reservoir properties based on well data. The wells studied contain sufficient data to allow for detailed analysis including porosity, water saturation, permeability and net- to-gross hydrocarbon. However, the consistency of results was checked using core data. From analysis the porosity was found to range from 20 to 27 %, permeability was found to range from 22 to 80md, while water saturation was found to range from 37 to 75 %, hydrocarbon sand range from 2245 to 2943m.

Key words: Density logs, spontaneous potential logs, porosity and permeability.

Introduction

The Abura field is located in Niger Delta Basin of Nigeria. The Niger Delta formation consists of sands and shale with the sands ranging from fluvial to fluviomarine while the shale is either fluviomarine or Lagoonal. The Niger Delta oil province is characterized by approximately east – west trending synsedimentary faults and folds called growth fault with roll over anticline. These formations are mostly unconsolidated and not easy to carry out core analysis or drill stem test (DST).

A good formation evaluation must encompass the following: well logs, core analysis and mud logs. Mud logs are done simultaneously while drilling activity is in progress. Core analysis is also carried out while drilling with the help of core barrels used to capture the formation and then taken to the laboratory for analysis. The geophysical well logs are run in hole before and after casing and from these three analyses, the petrophysical parameters are determined. Three major lithostratigraphic formations are recognized in the Niger Delta: the Benin, Agbada and Akata formation [1].

The Benin formation is loose with fresh water bearing sand with occasional lignite and clay with depth of about 2,286m and no over pressures. The Agbada formation consists of two alternations of sands and shale [2]. The Agbada formation contains sands that are mostly encountered at upper parts while shale is found in the lower parts. The Agbada formation is the thickest at the center of the Delta goes up to about 457.2m. This is the formation that is of importance to the petroleum company which is the seat of most reservoirs and associated with high pressure [3]. The Akata formation is the deepest of the three formations and is mostly water bearing formation.

The reservoir rocks encountered in this research were mainly dolomites which were calcareous. Though 50 % of most reservoir rocks are carbonate, the porosity of the rock matrix was estimated as well as the permeability. It is important to know that not all porous rocks are permeable, but all permeable rocks are porous. Permeability which is the ease with which fluid flows out of the rock matrix is associated with the interconnected pores.

The evaluation of petrophysical parameters of two wells in the Niger Delta using geophysical well log data and their comparison with the core data and mud logs are considered.

Materials and Methods

The services of Schlumberger group was employed to carry out the open hole and cased hole well logs. The following logs were run in hole by Schlumberger: gamma ray, spontaneous potential, resistivity, and neutron and density logs. The gamma ray and spontaneous potential were used to determine the lithology. The neutron and density logs were used to estimate the porosity of the formation. The resistivity logs were used to determine the water saturation of the reservoir.

The permeability was estimated using the Timur equation documented by Western Atlas (1982):

$$K = 0.136 * \phi^{4.4} / (S_{wi})^2 \quad (1)$$

where: K – permeability (millidarcy), ϕ – porosity (in %), S_{wi} – irreducible water saturation.

The parameters of the two wells analyzed are presented in Tables 1 and 2.

Table 1 – Volume and area estimation for Well A

Well reservoirs	Well Interval (m)	Thickness (m)	Porosity %	Porosity (core) %	Md Permeability	Water Saturation (%)
A	2245 – 2258	13	22	21	80	37
B	2377 – 2412	35	20	21	53	37
C	2578 – 2583	5	23	22	41	57
D	2622 – 2627	5	25	26	34	75
E	2638 – 2641	3	27	26	48	75
F	2679 – 2683	5	22	24	22	71
G	2709 – 2713	4	23	20	45	54
H	2874 – 2880	6	21	21	37	60
I	2939 – 2943	4	23	24	33	52

Table 2 - Hydrocarbon reserve for Well B

Well reservoirs	Well Interval (m)	Gross Thickness (m)	Porosity %	Porosity (core) %	Permeability (K) (md)	Water Saturation (%)
A	2510 – 2518	8	23	26	130	32
B	2532 – 2542	10	26	24	238	31
C	2649 – 2658	9	24	22	101	40

The oil water contacts (OWC) were determined using the resistivity logs and a combination of neutron – porosity and Bulk density logs. Using Archie equation, the water saturation was carried out. The porosity value were obtained using

$$\phi = (\phi_D + \phi_N) / 2 \quad (2)$$

where: ϕ_D – porosity obtained from density logs, ϕ_N – porosity obtained from neutron logs.

It is known that

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \times 100 \quad (3)$$

$\rho_f = 1$ since the density of water - 1

$\rho_{ma} = 2.65$ (constant for sand stones)

ρ_b is a bulk density and taken directly from the density log. The values were obtained at the points in the reservoir and their mean is taken. This was done in order to increase the accuracy. ϕ_N was taken directly from the neutron log and from three different positions and the mean was taken to increase the accuracy.

The Archie equation was used to determine the water saturation thus:

$$S_w = \left(a \times R_w / \phi_m R_t \right)^{1/n} \quad (4)$$

where: S_w – water saturation, Φ – porosity, R_w – formation water resistivity, a – tortuosity,

m – cementation factor, n – saturation exponent.

Reservoir Evaluation

The estimation of hydrocarbon in place (OIP) was performed using:

$$VH = AH\phi(1 - S_w) \quad (5a)$$

$$VH = AB\phi(1 - S_w) \quad (5b)$$

where: VB – Area within the contour multiplied by the thickness h , VB - bulk rock volume containing hydrocarbons, ϕ - mean porosity of hydrocarbon bearing rock.

Using the above equation, estimated hydrocarbon reserve for two reservoirs is:

Well A = 42,321,318,779 bbls

Well B = 3,480,822,544 bbls

Conclusion

All the sands are homogenous within pay thickness. The two wells were found almost homogenous implying that between the two wells is a connection. The analysis of GR and SP logs shows that the overall lithology is an alternation of sand and shale which is an attribute of the Agbada formation. Most importantly, there were similarities between values of porosities obtained from the calculation approach and those from the core analysis.

From the results obtained, the water saturation, porosity, permeability and pay thickness, the reservoirs are prolific and good enough for commercial accumulation of oil and gas in the Niger Delta.

References

1. Ehigiator – Irughe, R. (2002) “Mathematical Methods for Determination of Oil Water Contact”. PGD Thesis. Department of Petroleum Engineering, University of Benin, Benin City.
2. Ekweozor, C. M. and Dakoru, E.M; 1984, Petroleum Source Bed Evaluation of Geologists V.68, p. 1744–1751.
3. Evamy, B.D., Haremboure, J. and Kamerling, P., Hydrocarbon Habitat of Tertiary Niger Delta: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 62, P. 277–298.
4. Beka, F.T. and Oti, M.N., 1995, The Distal Offshore Niger Delta: Rotterdam A.A. Balkema, p. 237 – 241.
5. Western Atlas; Oil and Gas Journal, 1982 p. 101–103.

УДК 550.837.61

Ю.Г. Карин, Е.В. Балков

ИНГГ, Новосибирск

МАЛОГЛУБИННОЕ ЧАСТОТНОЕ ЗОНДИРОВАНИЕ: ВЕРОЯТНОСТЬ ОБНАРУЖЕНИЯ АНОМАЛИЙ

Малоглубинное частотное зондирование – оперативный бесконтактный метод, позволяющий эффективно исследовать распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) первых метров и десятков метров земной коры. Результаты зондирований могут представляться в виде трансформаций измеренных сигналов в кажущиеся характеристики среды (сопротивление или проводимость) относительно эффективной глубины [1]. В качестве дальнейшей трансформации кажущихся величин и оценки надежности обнаружения аномалий могут быть использованы энергетическое соотношение и интеграл вероятности.

Yu. G. Karin, E.V. Balkov

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

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

SHALLOW DEPTH FREQUENCY SOUNDING: PROBABILITY OF DETECTION OF ANOMALIES

Shallow depth frequency sounding is the fast remote method allowing effectively to investigate distribution of specific resistivity from the first to the tens meters depth of terrestrial crust. The results of sounding can be represented in to the form of transformations of measured signals to apparent characteristics of the media (resistivity or conductivity) maps or cross-sections [1]. For the further transformation of apparent values and for estimation of anomaly detection reliability the power parity and probability integral can be used.

Введение

Малоглубинное частотное зондирование – оперативный бесконтактный метод, позволяющий эффективно исследовать распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) первых метров и десятков метров земной коры. Результаты зондирований могут представляться в виде трансформаций измеренных сигналов в кажущиеся характеристики среды (сопротивление или проводимость) относительно эффективной глубины [1]. В качестве дальнейшей трансформации кажущихся величин и оценки надежности обнаружения аномалий могут быть использованы энергетическое соотношение и интеграл вероятности.

Энергетическое соотношение, как оценка вероятности обнаружения аномалии

При выделении аномалий на фоне помех используют три вида отношений аномалия/помеха [2].

1. Пиковое отношение, для визуального прослеживания от профиля к профилю аномалий в виде узких экстремумов поля.

2. Среднеквадратичное отношение, для прослеживания достаточно широких аномалий, у которых отсутствуют четко выраженные экстремумы.

3. Энергетическое отношение – наиболее полная и объективная характеристика, поскольку учитывает не только амплитудные соотношения аномалии и помехи. Но и протяженность аномалии. По этой величине оценивают надежность (вероятность) обнаружения аномалий и тем самым практическую возможность обнаружения слабых аномалий.

Энергетическое отношение вычисляется по формуле (1):

$$\mu = \sum_{i=1}^m a_i \delta^2 = a_{cp}^2 m / \delta^2, \quad (1)$$

где a_i – значение аномалии в i -ой точке, δ – среднее квадратическое значение помехи, m – протяженность аномалии. По величине μ оценивают надежность (вероятность) обнаружения аномалии (2):

$$\gamma = \Phi(\sqrt{\mu/2}), \quad (2)$$

где γ – надежность обнаружения аномалии, Φ – интеграл вероятности (3), μ – энергетическое отношение(1).

$$\Phi(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^t e^{-\frac{x^2}{2}} dx. \quad (3)$$

Общий вид зависимости надежности обнаружения аномалии от энергетического отношения изображен на рис. 1.

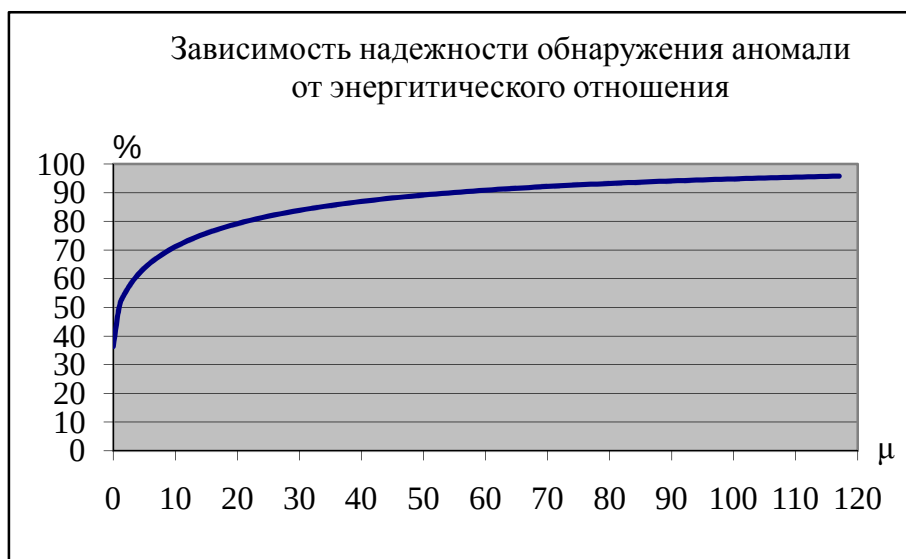


Рис. 1. Зависимость надежности обнаружения аномалии от энергетического отношения

Аппаратура для малоглубинного частотного зондирования

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (г. Новосибирск) ведется разработка аппаратурно-программного комплекса индукционного частотного электромагнитного зондирования (ЭМС).

Аппаратура ЭМС реализует метод индукционного частотного электромагнитного зондирования и представляет собой трехкатушечный зонд [1]. Генераторный контур излучает электромагнитное поле на 14 частотах в диапазоне от 2.5 кГц до 250 кГц. Моменты и положения измерительных катушек выбраны так, чтобы компенсировать прямое поле. Аппаратурой измеряются квадратурная и синфазная составляющие разностной э.д.с., индуцированной вторичными источниками сигнала. Аппаратура применяется для детального изучения распределения УЭС среды на глубину до 10 м.

Алгоритм оценки вероятности и некоторые результаты применения

Для апробации алгоритма оценки вероятности выделения аномалий будем использовать данные, полученные аппаратурой ЭМС.

Возьмем для рассмотрения разрез по профилю через трубопровод по Коптюга рис. 2а.

Проводя расчет по формулам (1) – (3) используем значения из таблиц данных, получаем разрезы по профилю в % вероятности обнаружения аномалии по вертикали (рис. 2б) и горизонтали (рис. 2в), окруженной помехой заданных размеров. Затем считаем среднее арифметическое между двумя полученными массивами данных рис. 2г.

После трансформации полученных данных в % вероятности на разрезе четко выделяется искомый объект (рис. 2г) и практически исчезают аномалии-помехи присутствующие на исходном разрезе (рис. 2а).

Точно такие же расчеты проведены для данных полученных возле вышки ЛЭП, искомым объектом является анкерная железобетонная плита неопределенных размеров. Целью эксперимента было определить местоположение и размер плиты.

На рисунке 3г видно область вероятности обнаружения 63 % в предполагаемом месте расположения плиты на 5 метре по профилю и на глубине около 4 метров. Поскольку данные получены прибором частотного зондирования, то глубина в данном случае кажущаяся, но горизонтальные параметры блока определяются с точностью до 30 см.

Заключение и благодарности

Предложенный алгоритм позволяет:

- 1) Выделять и сглаживать участки, используя энергетическое отношение, как объективную оценку достоверности выделения аномалии.
- 2) Оценивать достоверность искомым объектов.

Поскольку в некоторых экспериментах не удалось проверить действительное положение и размеры объектов, имеет смысл опробовать данный подход на специально оборудованном полигоне.

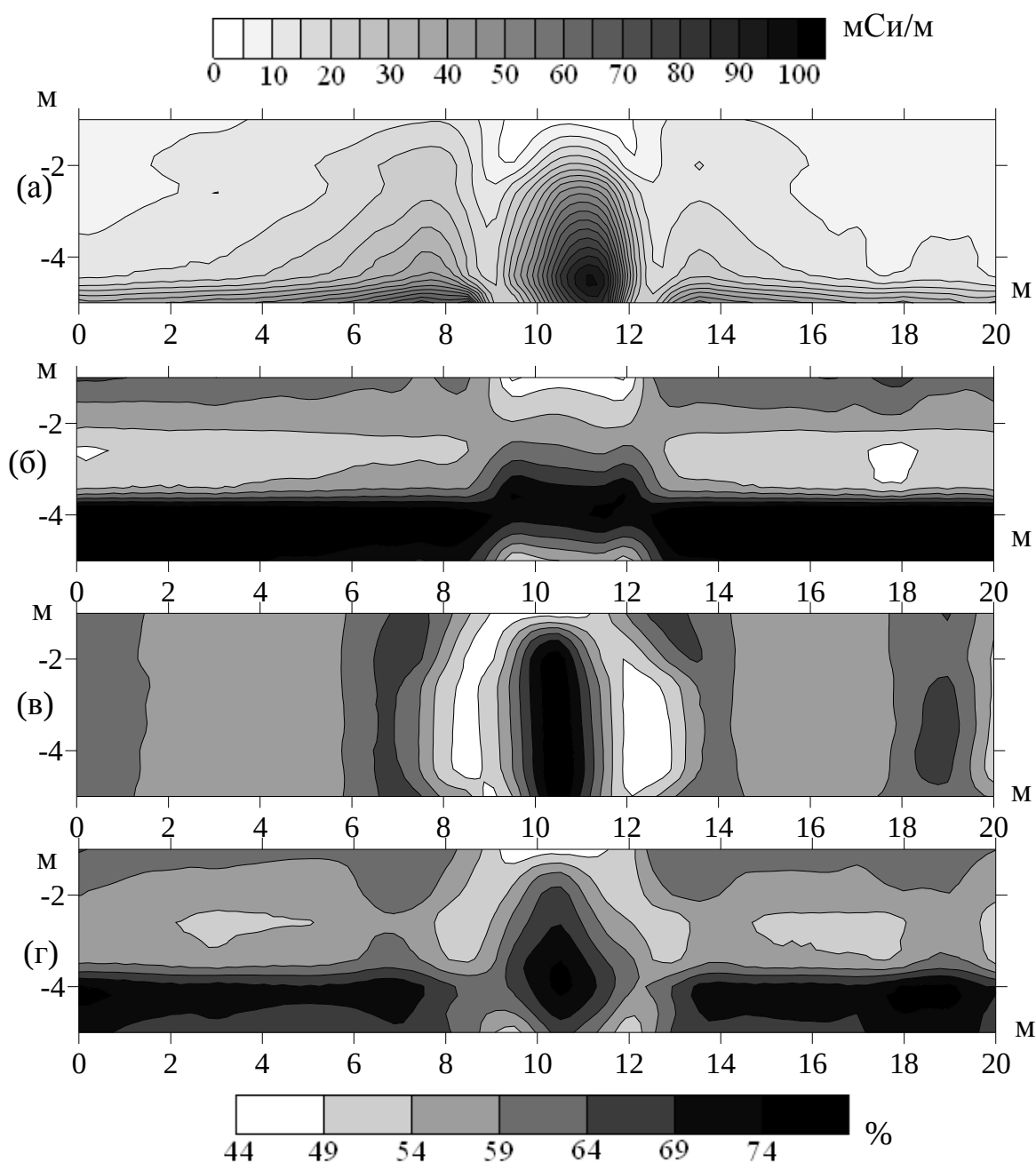


Рис. 2. Исходный разрез и полученные в результате трансформации данные.
Левая шкала для разреза а, правая для разрезов б-г

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов: РФФИ №№ 09-06-00204, 09-06-10006, «Интеграция» СО РАН № 16; Государственного контракта № П1270 в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

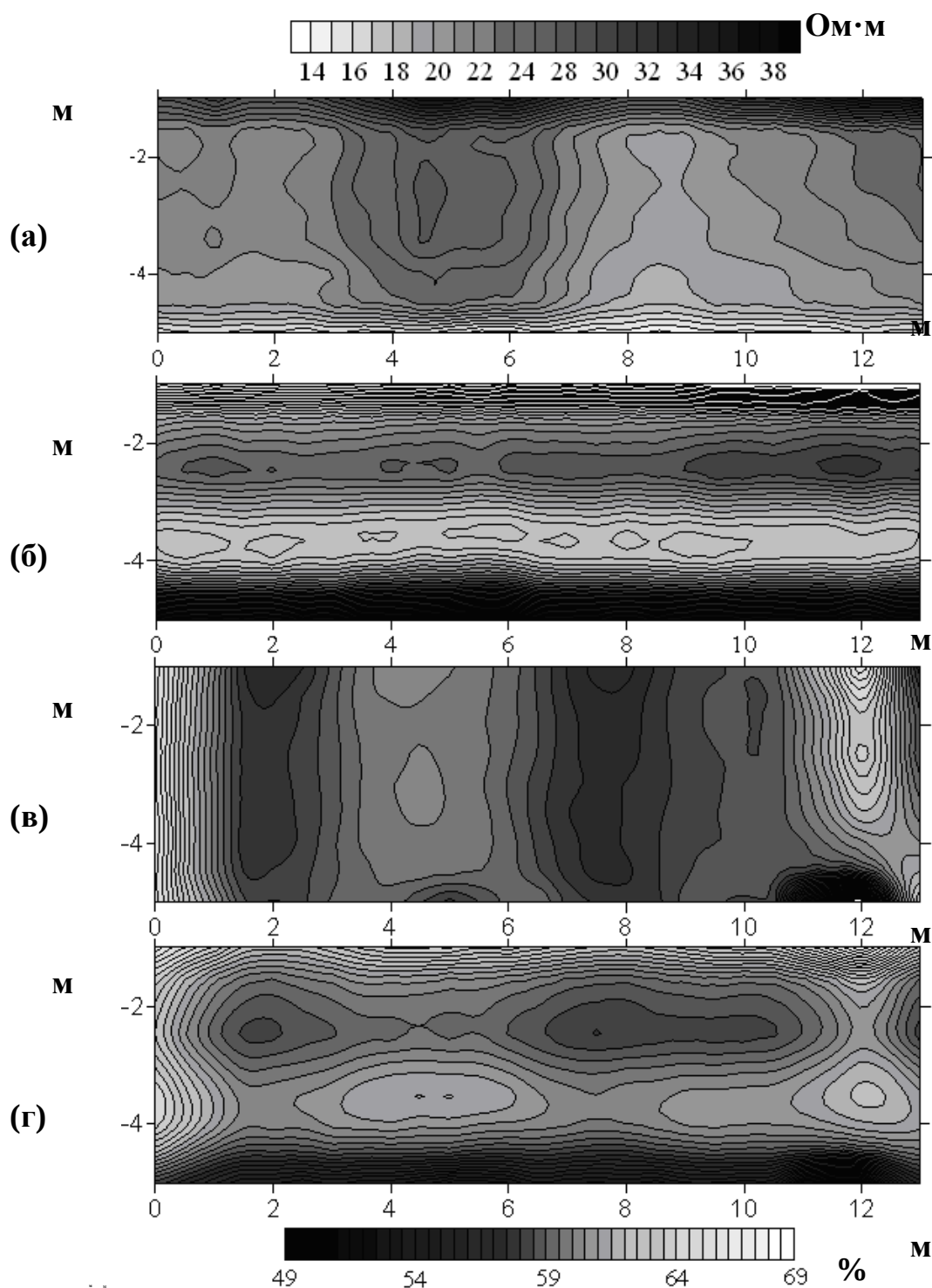


Рис. 3. а – исходный разрез по профилю через предполагаемое место заложения анкерной плиты в $\text{Ом} \cdot \text{м}$, б-г – трансформации исходных данных в % вероятности

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балков Е.В., Манштейн А.К. Трехкатушечный индукционный зонд в частотном зондировании // Геофизический вестник. – Москва: ЕАГО. – 2001. – № 12. – С. 17–20.
2. Электроразведка / Под. ред. Хмелевского В.К, Бондаренко В.М. – Москва: Недра, 1989. – С. 27–31.

УДК 552.08:549.08

О.Н. Злобина

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ЛИТОЛОГИЯ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ НИЖНЕЙ ЮРЫ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО БАССЕЙНА

В рамках проекта «Составление модели осадочного разреза Енисей-Хатангского прогиба по данным литолого-геохимических исследований кернового материала скважин глубокого бурения» автором были изучены строение и состав нижнеюрских отложений. Реконструкция разрезов проводилась с использованием геофизических, литолого-геохимических и палеонтологических данных.

O.N. Zlobina

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

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

LITHOLOGY AND PALEO GEOGRAPHY OF LOWER JURASSIC DEPOSITS OF YENISEI-KHATANGA BASIN, SIBERIA

Within the framework of the federal project “Creation of the model of the sedimentary section of Yenisei-Khatanga depression from data on the lithological-geochemical studies of the cores in the deep boreholes” structure and composition of the Lower Jurassic deposits were studied. The reconstruction was carried out on the basis of geophysical, lithological-geochemical and paleontological data.

Актуальность изучения мезозойских осадочных толщ в Енисей-Хатангском бассейне связана с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа. Разрезы, вскрытые скважинами в западной (Усть-Енисейской) части, сопоставляются исследователями, как правило, с отложениями Гыданского полуострова и Пур-Тазовского междуречья на территории Западной Сибири. Мезозойские толщи восточной части Енисей-Хатангского бассейна (бассейны рек Хета, Хатанга) стратифицируются и коррелируются в соответствии с основными результатами, полученными при изучении разрезов севера Средней Сибири (устья рек Анабар, Оленёк, Лена и др.). В данной работе рассматриваются результаты литологического изучения нижнеюрских отложений Енисей-Хатангского бассейна и палеогеографические реконструкции, выполненные автором в рамках федерального проекта «Составление модели осадочного разреза Енисей-Хатангского прогиба по данным литолого-геохимических исследований кернового материала скважин глубокого бурения» под руководством академика А.Э. Конторовича.

Согласно опубликованным данным М.Е. Каплан, И.В. Школы, В.Н. Зенкова, М.К. Калинко и др. геттанг-синемюрские отложения на севере Средней Сибири представлены двумя основными фациальными комплексами: прибрежно-морским и морским. Бассейновые осадки нижней части берегового склона вскрываются в обнажениях м. Тумул, в устье р. Оленек. Это коричневатые аргиллиты (толщиной 56 м) с прослоями алевролитов, включениями фаунистических остатков, конкрециями пирита и глинистого известняка, иногда со структурой «конус в конусе». Восточнее, в разрезах бассейнов рек Эекит, Молодо и Моторчун наблюдаются прибрежно-морские фации, представленные толщей (мощностью 40–50 м) желтых песков, алевролитов с единичными прослоями алевролитистых глин, аргиллитов (мощностью 3–8 м) и линзовидными прослоями конгломератов в основании. В осадках отмечаются включения хорошо окатанной гальки, валунов, глинистого и углистого интракластического материала, сидеритовых и глинисто-известковых конкреций. Текстуры косо- и волнистослоистые. Аналогичные породы большей мощности (до 125 м) зафиксированы к западу от морских глинистых осадков в разрезах на Нордвикской площади и в бассейне р. Анабар. По данным З.З. Ронкиной и М.А. Левчука в западной приустьевой части р. Анабар геттанг-синемюрские отложения толщиной до 120 м несогласно налегают на породы верхнего триаса. Это преимущественно зеленовато-серые алевролиты с прослоями зеленовато-серых мелкозернистых песчаников и реже глин с включениями пирита и раковин двустворчатых моллюсков. Характерно присутствие толстостенных пелеципод, обитающих в полосе прибоя и сильных течений. Алевролиты и песчаники содержат рассеянную гальку осадочных, основных и кислых изверженных пород, а также многочисленные известковистые конкреции. В основании толщи имеются прослои и линзы мелкогалечного конгломерата мощностью 10–30 м. Вверх по разрезу, в отложениях нижнего плинсбаха количество песчаного материала постепенно возрастает. Таким образом, можно было бы предполагать, что в начале юрского периода значительные по объёму источники сноса располагались западнее бассейна р. Анабар, в том числе в восточной части Енисей-Хатангского прогиба. К такому выводу пришли авторы работы «Палеогеография центральной части Советской Арктики» (1967) и составители Атласа «Литолого-Палеогеографических карт» (1968). Они считали, что Енисей-Хатангский бассейн в геттанг-синемюрское время представлял собой низменную нерасчленённую равнину, по северному и южному бортам которой возвышались плато и нагорья. Представления изменились в связи с бурением скважин в среднем течении р. Новая (Балахнинская и др. площади). Новые скважины вскрыли преимущественно алевроито-глинистые отложения нижней юры, которые, по мнению некоторых исследователей, составляют более 1 300 м. Дискуссионность расчленения этой толщи, связана с особенностями каротажа. В результате реконструкции разрезов по данным ГИС установлены участки мощностью более 500 м с однообразным строением и составом (например, в скважине № 2 в интервале глубин 2 007–2 790 м). Эти выводы подтверждаются литологическими исследованиями кернового материала.

Разрез зимней свиты (геттанг-синемюр-нижний плинсбах) изучен в интервале глубин 2 792,4–3 120 м. В подошве свиты (интервал 3 110–3 120 м) залегают алевролиты (толщиной до 3 м) серые зеленоватые разнообломочные с интракластами темно-коричневых аргиллитов с редкими включениями тонкого углефицированного растительного детрита (УРД) массивные. В породах присутствует тонко рассеянный пирит, следы жизнедеятельности. Разнообломочные алевролиты перекрываются пачкой (толщиной до 2,5 м) переслаивающихся алевролитов серых зеленоватых мелкообломочных глинистых и аргиллитов темно-серых алевролитистых. Отмечаются включения пирита неопределённой формы, на поверхности керна пятна ярозита. Слойчатость неравномерная тонкая линзовидная. Присутствуют ихнофоссилии, выполненные более крупнообломочным алевролитовым материалом, иногда пиритизированные. В переслаивании также зафиксированы прослои алевролитов серых голубоватых мелкообломочных и в значительной степени доломитизированных пород. В верхней части интервала залегают аргиллиты (толщиной до 4,5 м) темно-серые коричневатые полностью биотурбированные. Следы жизнедеятельности крупные вертикальные с боковыми линзовидными ответвлениями выполнены серым голубоватым алевролитом. В подошве интервала 3 000–3 015 м вскрываются алевролиты (толщиной 5 м) темно-серые зеленоватые мелкообломочные глинистые с включениями тонкого УРД, редкими мелкими интракластами углисто-глинистого состава. Слойчатость частая тонкая субгоризонтальная, полого косоволнистая, обусловленная намывами УРД. Слойчатость более высокого порядка, вероятно, таблитчатая, отмечается чередование горизонтальных и пологокосых серий. В кровле залегают аргиллиты (толщиной до 10 м) серые, темно-серые алевролитистые с включениями пирита, редко УРД. Слойчатость волнистая, прерывисто-линзовидная, образованная намывами алевролитового материала (толщиной до 0,01 м). Отмечаются следы размыва, редко субвертикальные следы жизнедеятельности, диаметром до 1 см. В интервале 2 792,4–2 800,4 м наблюдается переслаивание алевролитов серых мелкообломочных, участками разнообломочных и алевролитов темно-серых мелкообломочных глинистых, прослоями до алевро-аргиллитов. Часто фиксируются поверхности размыва, в серых алевролитах отмечаются включения глинистых интракластов. Слойчатость прерывистая, пологонаклонная, линзовидная. Характерны включения пирита, намывы УРД на плоскостях наслоения. Биотурбация проявлена слабо. В кровле интервала залегают аргиллиты темно-серые, местами со слабым буроватым оттенком с линзами и прослоями светло-серого алевролита. Слоистость плохо выраженная, прерывисто-линзовидная, за счет чередования более темных и более светлых разностей. Возможно, присутствует сидеритизация, в редких случаях зафиксирован УРД.

По результатам рентгеноструктурного анализа фракции $< 0,002$ мм в составе глинистого вещества пород преобладает слюда типа $2M_1$ часто с малой примесью слюды $1M$, в сумме от 40 до 75 %. Хлорит составляет 10–20 %, каолинит – от 10 до 25 %. Количество смешанослойных минералов типа иллит/сметита варьирует от 5 до 20 %. Среди минералов примесей отмечаются

кварц, полевые шпаты, сидерит, пиррофиллит, гидраргиллит и пирит. По результатам атомно-абсорбционного анализа в зимней свите наблюдаются значительные вариации в содержании Cd (0,034–0,29 г/т), Cu (22–66 г/т), Ni (58–101 г/т), Cr (86–145 г/т), Mn (421–1320 г/т), V (78–124 г/т), Sr (70–120 г/т), Ba (154–222 г/т). В кровле интервала 3000–3015 м концентрация Mo увеличивается до 7,8 г/т. По комплексу признаков установлено, что зимняя свита на Балахнинской площади формировалась в зоне сублиторали на значительном удалении от берега.

Выше в разрезе Балахнинской скважины № 2 в интервале 2 550–2 792 м выделяется левинская свита. Согласно данным каротажа и керновому материалу из интервалов 2 789,7–2 792,4 и 2 550,5–2 558,7 м свита полностью сложена аргиллитами темно-серыми до черных с редкими слоями алевролитов серых, светло-серых, мелкообломочных. Текстуры массивные, участками линзовидно-, волнистослойчатые, за счёт чередования разных типов пород. На плоскостях наложения присутствует УРД, характерны стяжения пирита и сидерита. Вероятно, присутствуют субгоризонтальные трещинки растворения, дезинтегрирующие породы на плитки толщиной, в среднем, по 0,01 м.

Аналогичные, преимущественно алевроито-глинистые разрезы нижней юры прослеживаются в северо-восточном направлении в скважинах Владимирской площади и далее в береговых обрывах западного побережья Хатангского залива, где они составляют 280 м (Шурыгин, Левчук, 1982).

В западной части Енисей-Хатангского бассейна зимняя и левинская свиты выделяются по данным каротажа в единичных скважинах, более широкое распространение имеет залегающая выше шараповская свита. На Сузунской площади в скважине № 4 в нижней части интервала 4 166–4 177 м вскрываются песчаники серые, светло-серые, мелкообломочные (толщиной 0,55 м) с включениями УРД (в подошве слоя обильного), со стяжениями пирита и сидерита. Текстуры полого-косослойчатые, тонко линзовидно-, слабо волнистослойчатые. Слойчатость неравномерная (на одних участках частая, на других – редкая), обусловленная намывами УРД, в меньшей степени глинистого материала. Выше залегают пачка переслаивающихся пород (толщиной 2,2 м). Наблюдается частое переслаивание алевролитов светло-серых, серых крупно-разнообломочных с алевролитами темно-серыми мелкообломочными глинистыми с включениями УРД (иногда сидеритизированными). В кровле слоя доля более светлых алевроитовых разностей увеличивается до 65 %, отмечаются прослои алевролитов (толщиной до 3,5 см) серых крупнообломочных песчаных. Слойчатость, преимущественно, частая тонкая горизонтальная, линзовидная, обусловленная чередованием разных типов пород, намывами УРД. В алевролитах светло-серых наблюдаются мелко косослойчатые текстуры. На некоторых уровнях фиксируются разрывы глинистых слоев с небольшим смещением их фрагментов, промоины. Деформативные текстуры связаны также с биотурбацией и смятием слоев.

Пачка перекрывается следующим ритмом с пластом песчаника толщиной 2,16 м в основании. Песчаники светло-серые, серые средне-мелкообломочные алевроитистые, на отдельных уровнях алевроитовые до алевро-песчаников, с

включениями тонкого УРД (обильного на плоскостях наслоения в кровле слоя), тонких стяжений сидерита. Слоистость неравномерная, сгущающаяся к кровле, тонкая волнисто-линзовидная, иногда неправильная расщепляющаяся, образованная намывами углисто-глинистого материала. Отмечаются мелкие ихнофоссилии – субгоризонтальные норки линзовидной формы. На некоторых уровнях наблюдаются мелко косослойчатые текстуры («перистая» слоистость).

Интервал завершается разнопорядковым переслаиванием разных типов алевролитов, общей толщиной 2,24 м: светло-серых крупнообломочных песчанистых, серых разнообломочных, темно-серых мелкообломочных глинистых. Слоистость более высокого порядка, вероятно, линзовидная, горизонтальная. Тонкая слоистость частая горизонтальная, линзовидная, мелкая косая, нарушенная следами жизнедеятельности бентосных организмов. В подошве слоя преобладают темно-серые разности, в средней части и кровле серые, светло-серые. Характерны включения УРД, количество которого к кровле интервала значительно уменьшается, на плоскостях наслоения преобладает глинистый материал. Для этого уровня характерны линзы неправильной изогнутой формы, состоящие из фрагментов «пучков» приливно-отливной зоны. Отмечаются включения неясного генезиса с ореолами окисления вокруг них (возможно пиритизированные ихнофоссилии).

В составе глинистого вещества левинской свиты по данным рентгеноструктурного анализа фракции < 0,002 мм преобладает слюда типа 2M₁ часто с малой примесью слюды 1M, в общем, – от 50 до 70 %. Железо-магниевый хлорит составляет 10–15 %. Содержание каолинита постепенно снижается от 15 % в левинской, до его полного исчезновения в кровле шараповской свит. Количество смешанослойных минералов типа иллит/смектит варьирует от 5 до 10 %. Среди минералов примесей отмечаются кварц, полевые шпаты, сидерит, пиррофиллит. По результатам атомно-абсорбционного анализа в левинской и шараповской свитах наблюдаются значительные вариации в содержании Cd (0,041–0,13 г/т), Cr (94–139 г/т), Mn (701–1900 г/т), V (89–131 г/т), Sr (87–116 г/т), Ba (217–457 г/т). Относительно постоянно количество Cu (35–47 г/т) и Ni (57–68 г/т).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шурыгин Б.Н., Левчук М.А. Нижне-среднеюрские отложения мыса Цветкова (Восточный Таймыр) // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского седиментационного бассейна. – М.: Наука, 1982. – С. 118–142.

© О.Н. Злобина, 2010

УДК 550.834

Е.С. Ефимова

НГУ, ИНГГ СО РАН, Новосибирск.

АНАЛИЗ СИНГУЛЯРНОГО РАЗЛОЖЕНИЯ ЛИНЕАРИЗОВАННОГО ОПЕРАТОРА ДИНАМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ УПРУГОСТИ ДЛЯ СРЕД С ПОГЛОЩЕНИЕМ

E.S. Efimova

Novosibirsk State University (NSU)

2 Pirogova Street, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

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

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

SVD ANALYSIS OF LINEARIZED OPERATOR FOR ELASTIC WAVE EQUATIONS WITH ATTENUATION

An inverse problem for 2D elastic wave equations with attenuation is studied in this work. Viscoelasticity is introduced using a generalized standard linear solid model. In order to develop an efficient numerical method for determination of attenuation parameters a singular value decomposition analysis of linearized forward modeling operator was performed. It was shown that attenuation parameters for pressure and shear waves may be reconstructed reliably using surface acquisition system.

ВВЕДЕНИЕ

Моделями сред с поглощением, с достаточно высокой точностью, описываются флюидонасыщенные породы, такие как резервуары углеводородов. При этом поглощающие свойства среды напрямую зависят от состава флюида. Известно, в частности, что газовые резервуары могут характеризоваться аномально высокими поглощающими свойствами. По этой причине разработка эффективных численных методов и алгоритмов определения именно поглощающих свойств среды является в настоящее время объектом множества исследований.

Основным вопросом, встающим прежде всего при разработке таких методов, является принципиальная возможность или невозможность определения поглощающих свойств среды по данным сейсмических наблюдений. Важность этого этапа исследования можно проиллюстрировать, например, известным фактом [9], что для определения плотности среды по отраженным волнам необходимы данные с недостижимо низким в настоящее время уровнем помех. В настоящей работе проводится исследование возможности восстановления поглощающих свойств среды по данным поверхностных наблюдений в рамках обобщенной стандартной модели

твёрдого тела. С этой целью используется аппарат, развиваемый в работах Чеверды и др. [4,7,9] и основанный на анализе сингулярного разложения возникающего оператора прямой задачи. При этом проводится процедура усечения сингулярного спектра и строится проекция искомого решения на сингулярные векторы, отвечающие большим сингулярным числам. Это позволяет проанализировать качество получаемого численного решения в зависимости от уровня помех во входных данных.

ТЕОРИЯ

Процессы формирования и распространения волн в среде с поглощением можно описать следующей системой (см. [8]):

$$\begin{aligned}\rho \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} &= \text{div} \sigma + \vec{f} \\ \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} &= \frac{1}{2} (\nabla u + \nabla u^*) \\ \sigma_{ij}(x, t) &= \int_{-\infty}^t G_{ijkl}(x, t - \tau) \frac{\partial \varepsilon_{kl}(x, \tau)}{\partial \tau} d\tau,\end{aligned}$$

где ρ – плотность, $\vec{u}$ – вектор скоростей, σ – тензор напряжений, ε – тензор деформаций, G_{ijkl} – тензор релаксаций.

Основываясь на обобщенной стандартной модели твёрдого тела [1, 3, 6] и τ -методе [2], в двумерном случае данная система в частотной области примет следующий вид:

$$\begin{cases} i\omega \rho u_x = \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} \\ i\omega \rho u_z = \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} \\ i\omega \sigma_{xx} = \text{div} \vec{u} (\lambda + 2\mu) (1 + (L - S)\tau^P) - 2\mu (1 + (L - S)\tau^S) \frac{\partial u_z}{\partial z} + f(t) \delta(\vec{x} - \vec{x}_s) \\ i\omega \sigma_{xz} = \left(\frac{\partial u_x}{\partial z} + \frac{\partial u_z}{\partial x} \right) \mu (1 + (L - S)\tau^S) + f(t) \delta(\vec{x} - \vec{x}_s) \\ i\omega \sigma_{zz} = \text{div} \vec{u} (\lambda + 2\mu) (1 + (L - S)\tau^P) - 2\mu (1 + (L - S)\tau^S) \frac{\partial u_x}{\partial x} + f(t) \delta(\vec{x} - \vec{x}_s), \end{cases}$$

где λ, μ – параметры Ламе, τ^P, τ^S – параметры поглощения, L – количество механизмов, используемых в обобщенной стандартной модели твёрдого тела (далее считалось, что $L = 2$) и $S = \sum_{l=1}^L \frac{1}{i\omega \tau_{sl} + 1}$. По отношению к

данной системе будем рассматривать обратную задачу. По информации, записанной в приемниках, расположенных на поверхности земли, о режиме колебаний $\vec{u}|_{z=0} = \vec{u}^{obs}(x, \omega)$, восстановить параметры поглощения τ^P, τ^S .

Предположим, что параметры среды можно представить в виде суммы постоянных составляющих и малых возмущений, позволяющих провести

линеаризацию: $\tau^P = \tau_0^P + \delta\tau^P$; $\tau^S = \tau_0^S + \delta\tau^S$. Остальные параметры среды (плотность и параметры Ламе) предполагаются постоянными, а параметры поглощения в начальной среде равными нулю: $\tau_0^P = \tau_0^S = 0$. При этом волновое поле может быть представлено в следующем виде: $\vec{u} = \vec{u}_0 + \delta\vec{u}$, где $\vec{u}_0$ – волна, распространяющаяся в однородной среде, а $\delta\vec{u}$ – компонента, порожденная малыми возмущениями параметров среды.

Применяя данную линеаризацию и опуская малые второго порядка исходная система переписывается в следующем виде:

$$(\lambda_0 + \mu_0)\nabla \operatorname{div} \delta\vec{u} + \mu_0 \Delta \delta\vec{u} + \omega^2 \rho \delta\vec{u} = -(\lambda_0 + 2\mu_0)(L - \sum_{l=1}^L \frac{1}{i\omega\tau_{\sigma l} + 1})\nabla(\delta\tau^P \operatorname{div} \vec{u}_0) +$$

$$+ \mu_0(L - S) \begin{pmatrix} 2\frac{\partial}{\partial x}(\delta\tau^S \frac{\partial u_{z0}}{\partial z}) - \frac{\partial}{\partial z} \left(\delta\tau^S (\frac{\partial u_{x0}}{\partial z} + \frac{\partial u_{z0}}{\partial x}) \right) \\ 2\frac{\partial}{\partial z}(\delta\tau^S \frac{\partial u_{x0}}{\partial x}) - \frac{\partial}{\partial x} \left(\delta\tau^S (\frac{\partial u_{x0}}{\partial z} + \frac{\partial u_{z0}}{\partial x}) \right) \end{pmatrix}.$$

При этом уравнение распространения волны в однородной среде выглядит следующим образом: $(\lambda_0 + \mu_0)\nabla \operatorname{div} \vec{u}_0 + \mu_0 \Delta \vec{u}_0 + \omega^2 \rho_0 \vec{u}_0 = -F(\omega) \frac{\partial}{\partial x} \delta(\vec{x} - \vec{x}_s)$.

Нетрудно видеть, что матрица Грина уравнения для возмущений совпадает с матрицей Грина задачи для однородной среды. Таким образом, используя этот факт, а так же явное представление матрицы Грина для однородной среды, мы можем получить формулы, описывающие возмущение волнового поля в зависимости от возмущений параметров среды:

$\delta u(\vec{x}, \omega) = \int_D K_1(\vec{x}, \omega, \vec{\xi}) \delta\tau^P(\vec{\xi}) d\vec{\xi} + \int_D K_2(\vec{x}, \omega, \vec{\xi}) \delta\tau^S(\vec{\xi}) d\vec{\xi}$, где D – целевая область, в которой параметры среды претерпевают возмущения, $\vec{\xi}$ – координаты точки области, по которой ведется интегрирование. При этом K_1, K_2 записываются в явном виде. Или можно переписать эти формулы в операторном виде: $\delta u(\omega, x_r) = DB(\omega, x_r, \vec{\xi}) < (\delta\tau^P(\vec{\xi}), \delta\tau^S(\vec{\xi}) >$, где DB – линеаризованный оператор.

Таким образом, для определения параметров поглощения требуется решить интегральное уравнение первого рода. Наиболее важным аспектом, который необходимо учитывать при разработке численных методов решения подобных уравнений является компактность возникающего линейного оператора и, следовательно, отсутствие у него ограниченного обратного. Заметим, что любой компактный оператор в гильбертовых пространствах допускает сингулярное разложение, отличающееся стремлением к нулю сингулярных чисел, и, как следствие стремление к бесконечности числа обусловленности получающейся при этом матрицы. Следуя работам [4], [7] предлагается анализировать свойства

решения с помощью усечения сингулярного разложения. Эта процедура заключается в том, что решение задачи приближается вектором, который является проекцией искомого решения на линейную комбинацию правых старших сингулярных векторов. При этом число r , привлекаемых сингулярных векторов, контролирует обусловленность задачи и позволяет построить решение с приемлемой точностью.

ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

Для анализа сингулярного разложения линеаризованного оператора использовалась модель среды, изображенная на рис. 1. Предполагалось, что приемники располагаются на поверхности Земли с шагом 40 м. Целевая область представляет собой квадратную область 1000×1000 м на глубине 1 000 м от поверхности и покрывалась сеткой 40×40 м. На целевую область перпендикулярно падает плоская продольная волна. В качестве зондирующего сигнала использовался импульс Рикера с доминирующей частотой 15 Гц. Параметрами однородной вмещающей среды брались следующие величины: $V_p = 3000$ м/с, $V_s = 2000$ м/с, $\rho = 2200$ кг/м³.

На рис. 2 изображены сингулярные числа линеаризованного оператора. Видно, что они быстро стремятся к нулю. Этого и следовало ожидать, так как данная матрица является аппроксимацией компактного оператора. Далее будем рассматривать число обусловленности задачи 10^{-2} , что соответствует, как видно из рис. 2, в районе 600 старшим сингулярным векторам, привлекаемым при усечении сингулярного разложения. На рис. 3 изображена истинная модель среды, на рис. 4 – проекции на старшие сингулярные вектора. Таким образом, видно, что хорошо восстанавливается граница параметра τ^P , и полностью параметр τ^S . Более того, параметры поглощения являются несвязанными, то есть возмущение одного из параметров не влияет на возмущение другого.

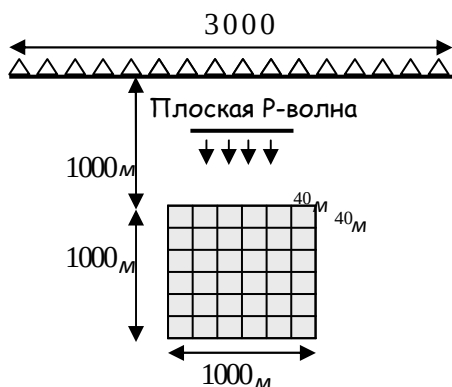


Рис. 1. Модель среды, используемая при анализе сингулярного разложения

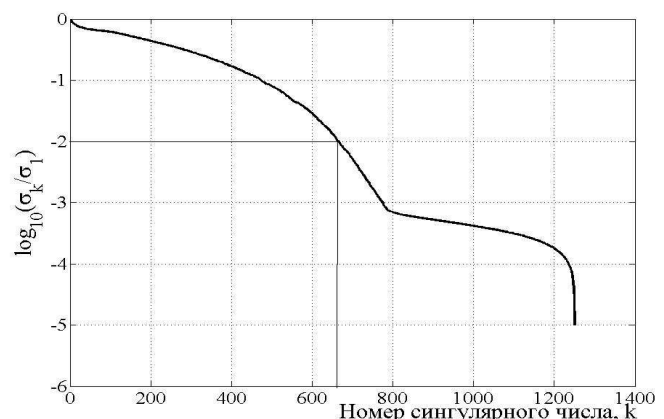


Рис. 2. Сингулярное разложение оператора в логарифмической шкале

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведено детальное исследование линеаризованного оператора динамической теории упругости для случая сред с поглощением. На основе анализа сингулярного разложения оператора в двумерном случае была обоснована возможность независимого восстановления параметров поглощения продольной и поперечной волн по данным сейсмических наблюдений, зарегистрированных на поверхности Земли.

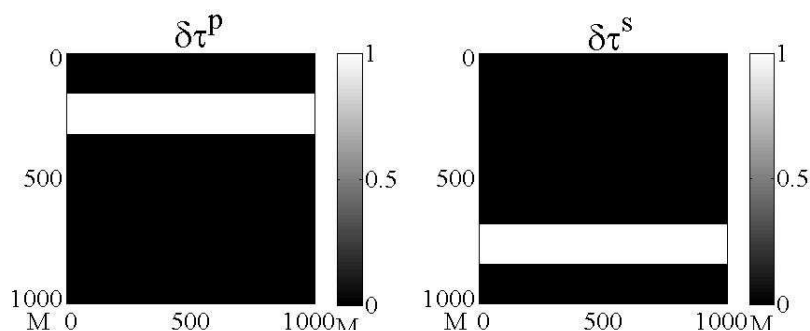


Рис. 3. Истинная модель среды

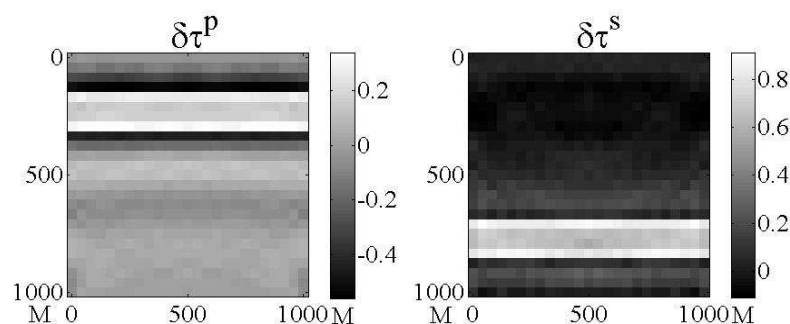


Рис. 4. Проекция неоднородности, изображенной на рис. 3, на старшие

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Asvadurov, S., Knizhnerman, L., and Pabon, J. Finite-difference modeling of viscoelastic materials with quality factors of arbitrary magnitude [Text] / S. Asvadurov, L. Knizhnerman, J. Pabon // Geophysics. – 2004. – Vol 69. – P. 817–824.
2. Blanch, J.O., Robertsson, J.O.A., and Symes, W.W. Modeling of a constant Q: Methodology and algorithm for an efficient and optimally inexpensive viscoelastic technique [Text] / J.O. Blanch, J.O.A. Robertsson, W.W. Symes // Geophysics. – 1995. – Vol. 60. – P. 176–184.
3. Carcione, J.M. Seismic modeling in viscoelastic media [Text] / J.M. Carcione // Geophysics. – 1993. – Vol. 58. – P. 110–20.
4. Cheverda, V.A., Clement, F., Khaidukov, V.G., Kostin, V.I. Linearized inversion of multioffset data for vertically-inhomogeneous background [Text] / V.A. Cheverda, F. Clement, V.G. Khaidukov, V.I. Kostin // Journal of Inverse and Ill-Posed problems. – 1998. – Vol. 6. – P. 455–477.
5. Crampin, S. A review of wave motion in anisotropic and cracked elastic-media [Text] / S. Crampin // Wave motion. – 1981. – Vol. 3. – P. 343–391.
6. Liu, H.P., Anderson, D.L., and Kanamori, H. Velocity dispersion due to anelasticity: implications for seismology and mantle composition [Text] / H.P. Liu, D.L. Anderson, H. Kanamori // Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society. – 1976. – Vol. 47. – P. 41–58.

7. Kostin, V.I., Tcheverda, V.A., r-Psedoinverse for compact operators in Hilbert space: existence and stability [Text] / V.I. Kostin, V.A. Tcheverda // Journal of Inverse and Ill-Posed problems. – 1995. – Vol. 3. – P. 131–148.

8. Кристенсен, Р. Введение в теорию вязкоупругости [Текст] / Р. Кристенсен // Москва: Мир, 1974. – С. 338.

9. Сильвестров, И.Ю. Прогнозирование строения среды ниже забоя скважины с помощью многокомпонентного обращения данных ВСП с выносным источником [Текст] / И.Ю. Сильвестров // Технологии сейсморазведки. – 2007. – № 3. – С. 44–50.

© *Е.С. Ефимова, 2010*

УДК 550.361

¹А.Д. Дучков, ^{1,2}В.Е. Истомин, ¹Л.С. Соколова

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск; ²ИГМ СО РАН, Новосибирск

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ МЕТОД ОЦЕНКИ СОДЕРЖАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ДОННЫХ ОСАДКАХ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛАБОРАТОРНЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ)

Ранее при изучении теплопроводности искусственных гидратсодержащих образцов было установлено, что характер изменения температуры измерительного зонда определяется состоянием газовых гидратов (стабильное или нет). Соответственно при проведении экспериментов при разных РТ-условиях фиксируется два типа графиков (термограмм) роста температуры зонда. В настоящем сообщении рассматривается возможность количественной интерпретации экспериментальных термограмм с целью оценки концентрации гидратов в образце. В результате удалось показать, что совместный анализ двух термограмм, построенных по измерениям температуры в образце при условиях, отвечающих стабильному и не стабильному состояниям гидрата, позволяет однозначно судить о наличии или отсутствии гидрата в образце и количественно оценить массу разложившегося гидрата. Концентрацию гидрата в образце можно определить, только оценив предварительно скорость продвижения фронта разложения гидрата.

¹A.D. Duchkov, ^{1,2}V.E. Istomin, ¹L.S. Sokolova

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG),

²Sobolev Institute of Geology and Mineralogy (IGM SB RAS).

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

GEOHERMAL METHOD OF GAS HYDRATES CONTENT ESTIMATION IN BOTTOM SEDIMENTS (BY RESULTS OF LABORATORY EXPERIMENTS)

We discuss the method of quantitative interpretation of two thermograms recorded in experiment for measuring effective thermal conductivity of hydrate-bearing samples. Needle probe method with constant power is used for the experiment. First thermogram is a record of the temperature increase in the sample with stable hydrates. Second thermogram is fixing temperature variation in the process of hydrate dissociation during the heating experiment. We show that joint analysis of these thermograms allows estimating the mass of hydrate that have been dissociated. We also suggest a method for estimating gas hydrate specific concentration in the sample.

Гидраты метана широко распространены в верхнем слое донных осадков глубоких водоемов [1, 2]. В их скоплениях аккумулируется метан из глубинных

газо-флюидных потоков. Суммарные запасы метана в поддонных залежах гидратов могут по некоторым оценкам достигать 10^{13} м³ [2]. Актуальной задачей является разработка геофизических методов поисков и оконтуривания таких сравнительно небольших по размерам газогидратных тел, залегающих к тому же под мощным слоем воды. Сотрудники ИНГГ СО РАН и ИНХ СО РАН в последние годы выполнили серию лабораторных исследований, направленных на изучение возможности использования с этой целью измерений теплопроводности (λ) донных осадков *in situ* [3–5]. В ходе экспериментов моделировались искусственные гидратсодержащие образцы и измерялась их теплопроводность цилиндрическим зондом постоянной мощности [6]. Для этого нагреватель зонда, размещенного в образце, включался на 3–5 минут, и регистрировалось изменение температуры со временем, которое обычно изображается в виде графиков (термограмм), типа приведенных на рис. 1. Такой же метод измерения λ реализован и в конструкциях погружных термографов, с помощью которых измеряется теплопроводность донных осадков *in situ*. Эксперименты показали, что характер изменения температуры помещенного в гидратсодержащую среду цилиндрического зонда в большой степени определяется состоянием гидратов (стабильное или нет). Так, графики типа (1) на рис. 1 фиксируются, если содержащиеся в образце гидраты сохраняют стабильность в течение всего эксперимента. В этом случае поступающего от нагревателя зонда тепла недостаточно для разрушения гидратов. Графики типа (2) регистрируются, если в течение эксперимента в образец поступает количество тепла, достаточное для разложения гидратов. Эти условия создаются либо соответствующим изменением давления в камере (рис. 1), либо применением более мощного нагревателя. Получение для одного и того же образца (или в одном и том же пункте дна водоема) указанных разных типов термограмм будет являться очевидным признаком наличия газовых гидратов в окружающей зонд среде.

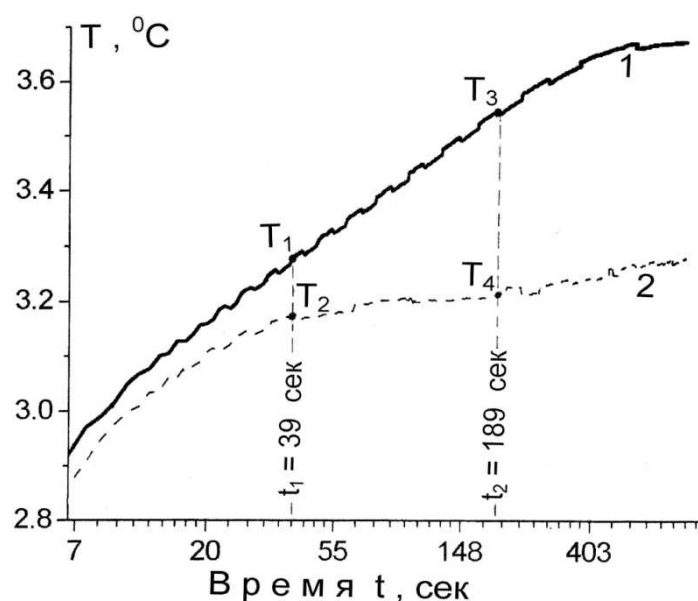


Рис. 1. Термограммы, полученные на одном из модельных образцов гидратсодержащих пород

В обоих экспериментах стартовая температура равнялась 2,2 °С; состав образца (масс. %): песок – 96,2; вода – 1,6; гидрат – 2,2. Длина зонда (нагревателя) $L = 120 \cdot 10^{-3}$ м, радиус зонда $r_0 = 1 \cdot 10^{-3}$ м, удельная мощность нагревателя $Q_1 = 1,3$ Вт/м. Остальные данные (давление P , максимальная температура эксперимента T_m , равновесная температура разложения гидрата метана T_p , расчетная теплопроводность λ_p) указаны для отдельных графиков: График 1 (гидраты в стабильном состоянии) – $P = 4,59$ МПа, $T_m = 3,7$ °С, $T_p = 5,8$ °С; $\lambda_p = 0,7$ Вт/(м К). График 2 (гидраты разлагаются) – $P = 3,25$ МПа, $T_m = 3,3$ °С, $T_p = 2,2$ °С, $\lambda_p = 4\text{--}5,7$ Вт/(м·К). Координаты линейных участков термограмм: $t_1 = 39,3$ сек., $\ln t_1 = 3,67$, $t_2 = 189$ сек., $\ln t_2 = 5,24$, $T_1 = 3,28$ °С, $T_2 = 3,17$ °С, $T_3 = 3,54$ °С, $T_4 = 3,21$ °С.

Таким образом, основной задачей при проведении геотермических поисков гидратов в донных осадках является запись двух термограмм при разных мощностях нагревателя. Если гидраты в осадках отсутствуют, в обоих случаях получатся близкие термограммы и примерно одинаковые значения λ . При наличии гидратов в осадках и при правильном подборе тепловых источников должны получиться две разные по конфигурации термограммы (типа приведенных на рис. 1). Действие нагревателя меньшей мощности не вызовет разложения гидратов и позволит измерить реальную теплопроводность осадков. Включение более мощного нагревателя должно привести к распаду гидратов вокруг зонда, заметному снижению скорости роста температуры и резкому возрастанию эффективной (расчётной) теплопроводности. Задача количественной интерпретации термограмм также является актуальной, и разрабатывать методику интерпретации лучше всего на искусственных образцах с известной концентрацией гидрата. Обратимся к более детальному рассмотрению приведенных на рис. 1 термограмм.

На термограмме 1, отвечающей лишь процессу нагревания образца без разложения гидрата, можно выделить три участка: 1 - нелинейный рост температуры зонда, начиная со времени включения (t_0) и до момента t_1 ; 2 - линейный (в координатах $T\text{--}\ln t$) рост температуры с момента t_1 до t_2 (этот участок термограммы обычно используется для расчета теплопроводности [6] образца); 3 - выполаживание термограммы при $t > t_2$, связанное с влиянием стальной стенки камеры).

Изменение температуры цилиндрического зонда постоянной мощности определяется по формуле [6]:

$$T = Q / (4 \cdot \pi \cdot \lambda) [\ln (4 \cdot k \cdot t) / (1,7811 \cdot r_0^2)], \quad (1)$$

где Q – удельная мощность нагревателя, T – температура зонда, t – время действия нагревателя, r_0 – радиус зонда, λ и k – коэффициенты теплопроводности и температуропроводности образца.

Отсюда для линейного участка термограммы можно получить формулы для расчета теплопроводности и мощности нагревателя, которые потребуются в дальнейшем:

$$\lambda = [Q \cdot \ln(t_i/t_{i-1})] / [4 \cdot \pi \cdot (T_i - T_{i-1})], \quad (2)$$

$$Q = [\lambda \cdot 4 \cdot \pi \cdot (T_i - T_{i-1})] / \ln(t_i/t_{i-1}). \quad (3)$$

На термограмме 2 (рис. 1) также выделяются участки 1 и 2, но, начиная с момента t_1 , эта термограмма в целом располагается ниже первой, что объясняется началом процесса разложения гидрата, на поддержание которого потребляется часть мощности нагревателя, что соответственно уменьшает количество тепла, идущего на нагревание.

Сосредоточимся на интерпретации линейных участков обеих термограмм, соответствующих интервалу времен $t_1 - t_2$ (рис. 1). Применив формулу (2) к термограмме 1, определим реальную теплопроводность гидратсодержащего образца – $\lambda_1 = 0,625 \text{ Вт/(м·К)}$, при этом $t_i = t_2$, $t_{i-1} = t_1$, $T_i = T_3$, $T_{i-1} = T_1$, а их значения приведены в подрисуночной надписи к рис. 1.

Во втором эксперименте (термограмма 2) реальная теплопроводность образца мало изменится и при разложении гидратов, так как теплопроводности гидрата метана и выделившейся в результате его распада воды практически одинаковы, порядка $0,5 \text{ Вт/(м·К)}$). Соответственно можно предположить, что $\lambda_1 = \lambda_2$. Это дает возможность оценить по формуле (3) ту часть мощности нагревателя, которая израсходована на нагревание образца (Q_2), а затем и мощность, затраченную на разложение гидратов (Q_p):

$$Q_2 = 0,2 \text{ Вт/м} \quad \text{и} \quad Q_p = Q_1 - Q_2 = 1,1 \text{ Вт/м}.$$

Отсюда можно определить энергию W , затраченную на разложение гидрата за время $t_2 - t_1 \approx 150 \text{ сек.}$, а затем и массу m разложившегося гидрата:

$$W = Q_p L (t_2 - t_1) = 19,8 \text{ Дж.} \quad (4)$$

$$m = W/\zeta = 4,37 \cdot 10^{-5} \text{ кг.} \quad (5)$$

где $\zeta = 453 \cdot 10^3 \text{ Дж/кг}$ – энергия разложения гидрата на газ и воду [7].

Зная массу разложившегося гидрата и объем V той части образца, в которой гидрат диссоциировал, можно в принципе оценить его содержание в единице объема (C_r) по формулам:

$$C_r = m/V, \text{ кг/м}^3 \quad \text{или} \quad C_r = m/(V \rho_0), \% \quad (6)$$

где $\rho_0 = 917 \text{ кг/м}^3$ – плотность чистой фазы гидрата [7].

Объем V можно найти по формуле:

$$V = \pi L (r_2^2 - r_1^2), \quad (7)$$

где r_1 и r_2 – удаления фронта разложения гидрата от оси зонда в моменты времени t_1 и t_2 .

Основная трудность заключается в том, что расположение фронта фазового перехода r_2 в момент t_2 не известно. Так как разложение гидрата начинается на контакте зонда с образцом, то полагаем $r_1 = r_0 = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}$. Чтобы найти r_2 , нужно уметь определять положение фронта разложения гидрата в определенный момент времени. Для этого сначала определим плотность теплового потока q_p , направленного от нагревателя по радиусу (r) камеры (поток через поверхность, расположенную на расстоянии r от оси нагревателя):

$$q_p(r) = (Q_p L)/(2 \pi r L) = Q_p/(2 \pi r). \quad (8)$$

Далее запишем условие баланса между теплом, поступающим в элемент объема $dS \, dr$ от нагревателя ($q_p(r) \, dS \, dt$) и теплом, затраченным на разложение гидрата в том же элементе объема ($\zeta \rho_r \, dS \, dr$):

$$q_p(r) \, dS \, dt = \zeta \rho_r \, dS \, dr. \quad (9)$$

Здесь $\rho_r = C_r \cdot 917 \text{ кг/м}^3$ – масса гидрата в единице объема, т. е. реальная плотность гидрата в образце.

С учетом (8) решением уравнения (9) будет соотношение:

$$r^2(t) = b(t - t_1) + r_1^2, \quad (10)$$

где $t_1 \leq t \leq t_2$, $r_1 \leq r \leq r_2$ и $b = Q_p / (\pi \zeta \rho_r) = Q_p / (\pi \zeta C_r \cdot 917)$, м²/сек.
(11)

Так как при $t = t_2$ фронт фазового перехода располагается на расстоянии $r = r_2$ от стенки зонда, то соотношение (10) можно переписать в виде:

$$r_2^2 - r_1^2 = b(t_2 - t_1).$$

В итоге получаем новое выражение для расчета объема части образца, затронутого процессом разложения гидратов:

$$V = \pi L (r_2^2 - r_1^2) = \pi L b (t_2 - t_1). \quad (12)$$

Таким образом, в описании процесса разложения гидрата ключевую роль играет величина b , определяющая скорость продвижения фронта разложения гидрата при постоянной температуре и имеющая размерность температуропроводности. Между величинами b и температуропроводностью среды k имеется существенное различие. Если k является постоянной характеристикой среды (в нашем случае $k \approx 6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{сек}$), то b зависит от мощности нагревателя и содержания в среде гидрата. Нетрудно видеть, что формулы (6, 7, 10, 11) оказались взаимозависимыми, и это не позволяет в общем случае, имея только термограммы, вычислить значение b , и соответственно V и C_r .

В нашем случае содержание гидрата в образце известно по условиям его моделирования, $C_r = 0,022$ (рис. 1) и можно оценить значение b по формуле (11): $b = 3,8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{сек}$. При увеличении мощности нагревателя параметр b будет увеличиваться, а при увеличении концентрации гидратов – наоборот, уменьшаться. Очевидно, что в условиях нашего эксперимента продвижение фронта разложения гидрата происходило примерно на порядок медленнее простого нагревания образца. Это позволяет говорить о независимости протекания процессов прогревания среды и разложения гидратов. Очевидно, что эта ситуация сохраняется и при измерениях *in situ*.. Эксперимент позволяет оценить и скорости продвижения фронтов двух упомянутых процессов. Полученная оценка величины b дает возможность определить, какой объем образца был за период $t_2 - t_1$ затронут нагреванием (V_T), а какой – процессом разложения гидрата (V_r). Для этого воспользуемся формулой (12), в которую в первом случае вместо b подставим $k \approx 6 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{сек}$, а во втором случае положим $b = 3,8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{сек}$. В итоге:

$$V_T = \pi \cdot L \cdot k \cdot (t_2 - t_1) = 3,39 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3 \text{ и } V_r = \pi \cdot L \cdot b \cdot (t_2 - t_1) = 0,22 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Таким образом, объемы, затронутые указанными выше процессами, различаются в 15 раз, или примерно на порядок, как и скорости продвижения фронтов.

Выполненный анализ показал, что интерпретация двух термограмм, построенных по измерениям температуры в образце (в осадках) при условиях, отвечающих стабильному и не стабильному состояниям гидрата, позволяет однозначно судить о наличии или отсутствии гидрата в данной среде и

определять массу разложившегося гидрата. Приближенную оценку концентрации гидрата в среде можно получить, оценив предварительно значение параметра b . Установлено, что скорость продвижения фронта разложения гидрата отличается особенно высокой чувствительностью к его концентрации и значит при интерпретации экспериментальных термограмм большую неопределенность может вносить неравномерное распределение скоплений гидрата вокруг зонда. Поэтому для надежности получаемых результатов в среде с не известным заранее составом потребуется достаточно большое число повторных измерений.

Работа поддержана грантом РФФИ № 08-05-00804-а и Интеграционным проектом СО РАН № 62 (2009-2011 гг.) «Фундаментальные вопросы физической химии газовых гидратов – исследования в интересах практического использования».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гинзбург Г.Д., Соловьёв В.А. Субмаринные газовые гидраты / Гинзбург Г.Д., Соловьёв В.А. – СПб: ВНИИОкеангеология. – 1994. – 199 с.
2. Соловьёв В.А. Глобальная оценка количества газа в субмаринных скоплениях газовых гидратов // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – № 7. – С. 648–661.
3. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Казанцев С.А., Пермьяков М.Е., Огиенко А.Г. Экспериментальное моделирование и измерение теплопроводности пород, содержащих гидраты метана // ДАН. – 2006. – Т. 408. – № 5. – С. 656–659.
4. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Казанцев С.А., Пермьяков М.Е., Огиенко А.Г. Измерение теплопроводности синтетических образцов донных осадков, содержащих гидраты метана // Физика Земли. – 2009. – № 8. – С. 42–50.
5. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Пермьяков М.Е., Казанцев С.А. Результаты исследований, направленных на развитие геотермического метода поисков поддонных скоплений гидратов метана / Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Пермьяков М.Е., Казанцев С.А. // 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: СГГА, 2009. – С. 183–188.
6. Von Herzen, R. and Maxwell A.E. // Journal of Geophysical Research. – 1959. V. 64, No.10. – P. 1557–1563.
7. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях / Истомин В.А., Якушев В.С. – М.: Недра, 1992. – 236 с.

© А.Д. Дучков, В.Е. Истомин, Л.С. Соколова, 2010

УДК 550.834

М.Н. Дмитриев, В.В. Лисица
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

УСТОЙЧИВОСТЬ И ОТРАЖАЮЩИЕ СВОЙСТВА М-PML ДЛЯ АНИЗОТРОПНЫХ УПРУГИХ СРЕД

M.N. Dmitriev, V.V. Lisitsa

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

STABILITY AND REFLECTIVITY OF M-PML FOR ANISOTROPIC ELASTIC MEDIA

This paper presents a detailed study of Multiaxial Perfectly Matched Layer which was designed to overcome PML's instability caused by anisotropy. We prove that the higher tangential damping is the stronger the artificial reflections are. On the base of this research was proposed the algorithm to construct stabilization parameter in nearly optimal way. The results of the numerical experiment are presented in the paper.

Введение

Моделирование волновых процессов зачастую проводится в некоторой целевой подобласти неограниченной области (пространства, полупространства). По этой причине возникает проблема введения искусственных слабоотражающих граничных условий для ограничения расчетной области. В данной работе мы остановимся только на так называемых идеально согласованных слоях или PML (от английского Perfectly Matched Layers).

PML – специальным образом сконструированный слой, окаймляющий расчетную область и обеспечивающий затухание решения по мере его распространения. Данный подход получил весьма широкое распространение при моделировании волновых процессов в изотропных упругих средах (Collino et al. 2001). Однако, как показано в работе (Becache et al. 2003) использование PML в случае анизотропных сред может приводить к неустойчивости. В данной работе рассматривается модификация PML, называемая multiaxial PML или М-PML, предложенная в работе (Meza-Fajardo et al. 2009), обеспечивающая устойчивость решения для любого типа анизотропии. Тем не менее, авторами не было сформулировано условия выбора стабилизирующего параметра и этот самый выбор проводился апостериорно. В настоящей работе формулируется условие оптимального выбора параметров М-PML, обеспечивающих устойчивость и минимизирующих коэффициенты отражения от искусственной границы.

М-PML

Рассмотрим гиперболическую систему уравнений:

$$\partial_t u - A_1 \partial_1 u - A_2 \partial_2 u = 0, \quad (1)$$

$$\text{где } \partial_t = \frac{\partial}{\partial t}, \partial_j = \frac{\partial}{\partial x_j}.$$

Данное представление верно для системы уравнений динамической теории упругости и системы уравнений акустики с точностью до выбора вида матриц A_1 и A_2 .

М-PML для системы (1) в направлении x_1 записывается в виде:

$$\begin{aligned} \partial_t u^1 + d_1 u^1 - A_1 \partial_1 u &= 0, \\ \partial_t u^2 + d_2 u^2 - A_2 \partial_2 u &= 0, \end{aligned} \quad (2)$$

где $u^1 + u^2 = u$, а параметры d_1 и d_2 есть демпфирующие функции, зависящие от x_1 . Более того, предположим $d_2 = \beta d_1$, параметр $\beta \in [0,1]$ будем в дальнейшем называть стабилизационным параметром.

В силу того, что М-PML относится к искусственным слабоотражающим граничным условиям, важным этапом его исследования является изучение коэффициентов отражения, возникающих при прохождении волны через границу расчетная область – PML. Для построения коэффициентов отражения рассмотрим частный случай (1), а именно систему уравнений акустики. На рисунке 3 представлены абсолютные значения коэффициентов отражения в зависимости от угла падения волны для различных значений нормализованной демпфирующей функции $\xi_2 = d_2 / \omega$, ω – круговая частота. Можно видеть, что для типичных значений демпфирующих функций коэффициенты линейно зависят, как от величины стабилизирующего параметра, так и от значения демпфинга для достаточно широкого диапазона углов падения. По этой причине, для минимизации отражений необходимо либо уменьшать демпфинг, что приводит к увеличению вычислительных затрат, либо минимизировать значения стабилизационного параметра. Для решения задачи выбора данного параметра ниже сформулировано необходимое условие устойчивости М-PML, позволяющее минимизировать стабилизирующий параметр. Более того, условие сформулировано для М-PML, построенного для произвольной строго гиперболической системы уравнений (2).

Необходимое условие устойчивости

Пусть система (1) является строго гиперболической, для устойчивости М-PML (2) необходимо выполнение следующего неравенства:

$$\begin{aligned} \forall k \in R^2, S_1(k)V_1(k) + \beta S_2(k)V_2(k) &\geq 0, \\ \forall k \in R^2, \beta S_1(k)V_1(k) + S_2(k)V_2(k) &\geq 0. \end{aligned} \quad (3)$$

где $S_j = k_j / \omega$ – компоненты вектора медленности, $V = (V_1, V_2)^T = \nabla_k \omega$ – вектор групповой скорости.

Численные эксперименты

Целью данных экспериментов являлось численное исследование устойчивости М-PML для анизотропных упругих сред. Регулярная область имела размер 950×950 м. Ширина поглощающего слоя 50 м. Моделирование проводилось с использованием схемы на сдвинутых сетках. Начальные условия выбирались нулевыми. Точечный источник – внешние силы, вводился в виде правых частей, функция источника – импульс Риккера с центральной частотой 30 Гц.

Модель 1

$$c_{11} = 5.72 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), c_{22} = 4.84 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), c_{33} = 1.56 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), \\ c_{12} = 3.75 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), \rho = 2500 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Модель 2

$$c_{11} = 4.0 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), c_{22} = 2.0 \cdot 10^{11} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), c_{33} = 2.0 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), \\ c_{12} = 7.5 \cdot 10^{10} \text{ кг}/(\text{м} \cdot \text{с}^2), \rho = 2000 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

На рисунках 1, 4 изображены снимки волнового поля в различные моменты времени для представленных выше моделей для параметров $\beta = 0.15$ и $\beta = 0.08$ соответственно. В обоих случаях классический PML является неустойчивым. Неустойчивости М-PML для данных стабилизирующих параметров не наблюдается.

На рисунке 2 изображены снимки волнового поля в различные моменты времени для задачи акустического каротажа скважины с металлической обсадкой ($V_p = 5700 \text{ м}/\text{с}$, $V_s = 3100 \text{ м}/\text{с}$, $\rho = 7800 \text{ кг}/\text{м}^3$) заполненной жидкостью ($V_p = 1500 \text{ м}/\text{с}$, $V_s = 0 \text{ м}/\text{с}$, $\rho = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$) с вмещающей средой ($V_p = 4275 \text{ м}/\text{с}$, $V_s = 2519 \text{ м}/\text{с}$, $\rho = 2200 \text{ кг}/\text{м}^3$). Регулярная область имела размер 100×200 м. Ширина поглощающего слоя 3 м. Видно, что наличие резкоконтрастной границы в скоростной модели приводит к неустойчивости классического PML, в то время как М-PML является устойчивым в случае $\beta = 0.2$.

Выводы

В работе изучены отражательные свойства М-PML. Показано, что М-PML не является идеально согласованным и обладает большей отражающей способностью по сравнению с классическим PML и, следовательно, требует больших вычислительных затрат. Для уменьшения вычислительных затрат был сформулирован критерий оптимального выбора стабилизирующего параметра.

Благодарности

Работа выполнена совместно с научно-исследовательским центром компании Шлюмберже (Schlumberger Moscow Research), а также при частичной финансовой поддержке РФФИ, гранты №07-05-00538, №08-05-00265.

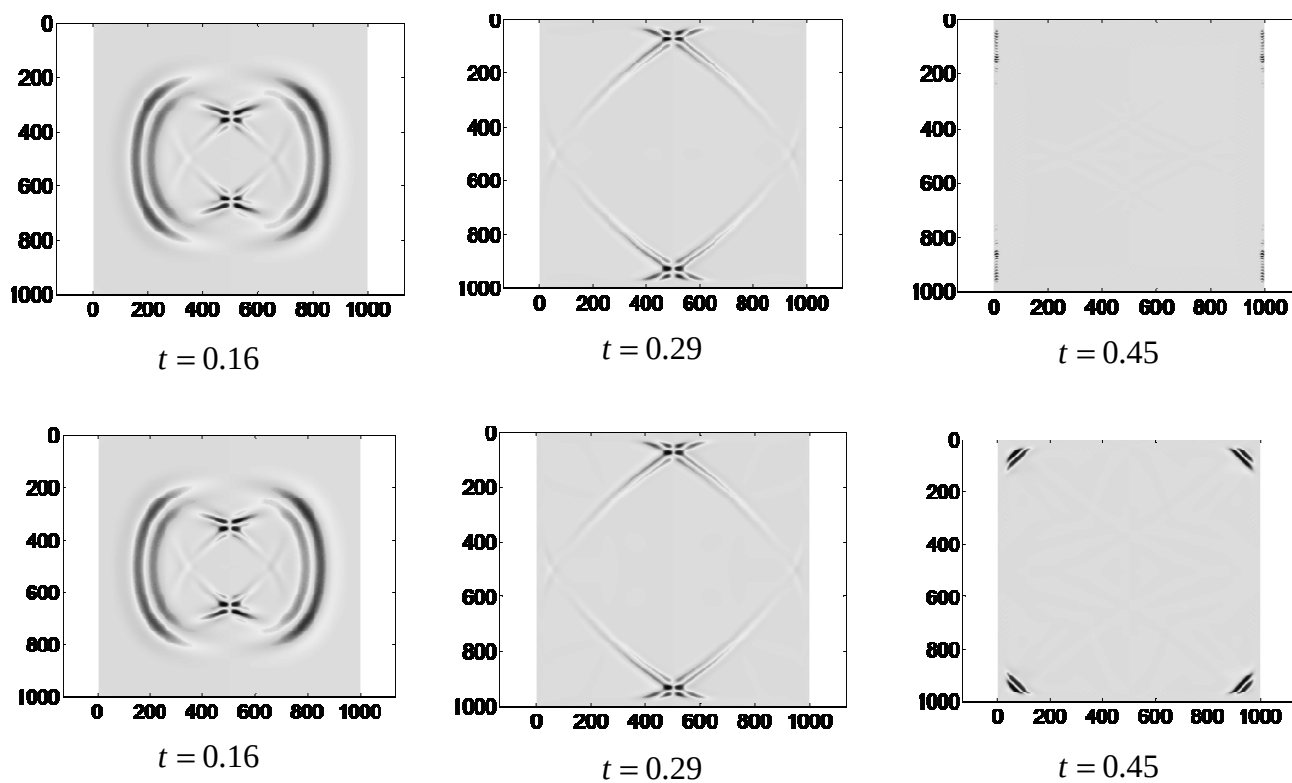
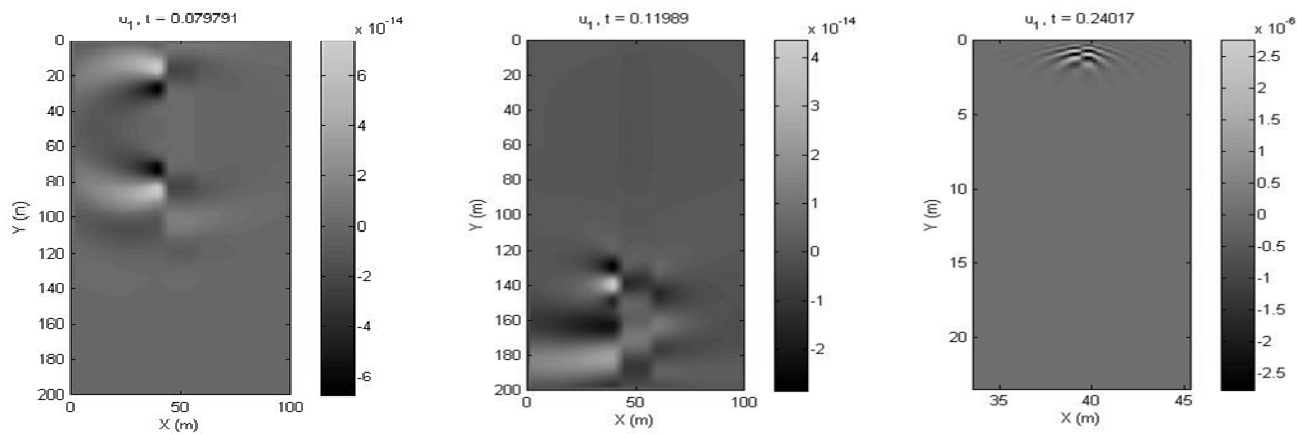


Рис. 1. Снимки волнового поля в различные моменты времени для модели 1.
Сверху – классический PML, снизу M-PML



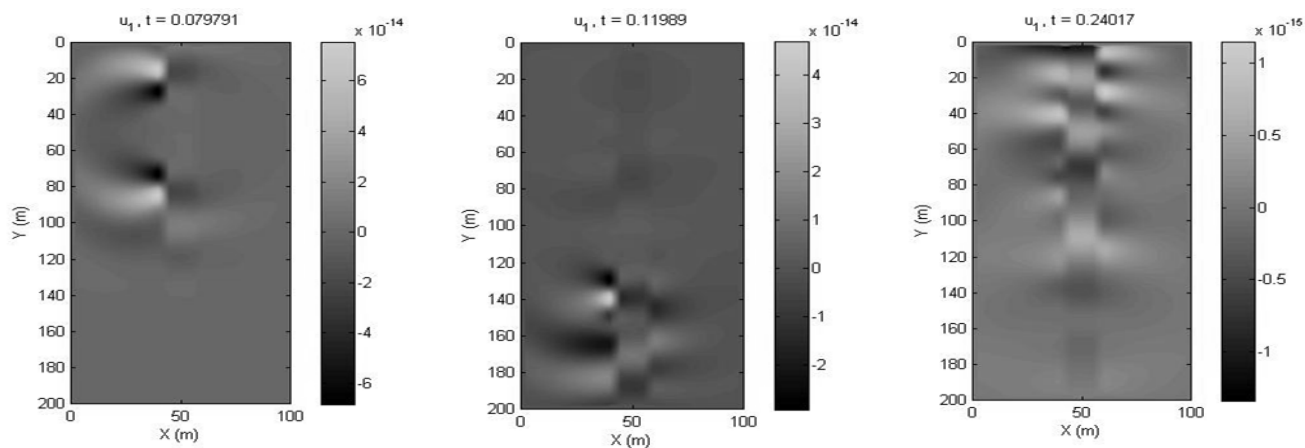


Рис. 2. Снимки волнового поля в различные моменты времени для задачи акустического каротажа. Сверху – классический PML, снизу M-PML

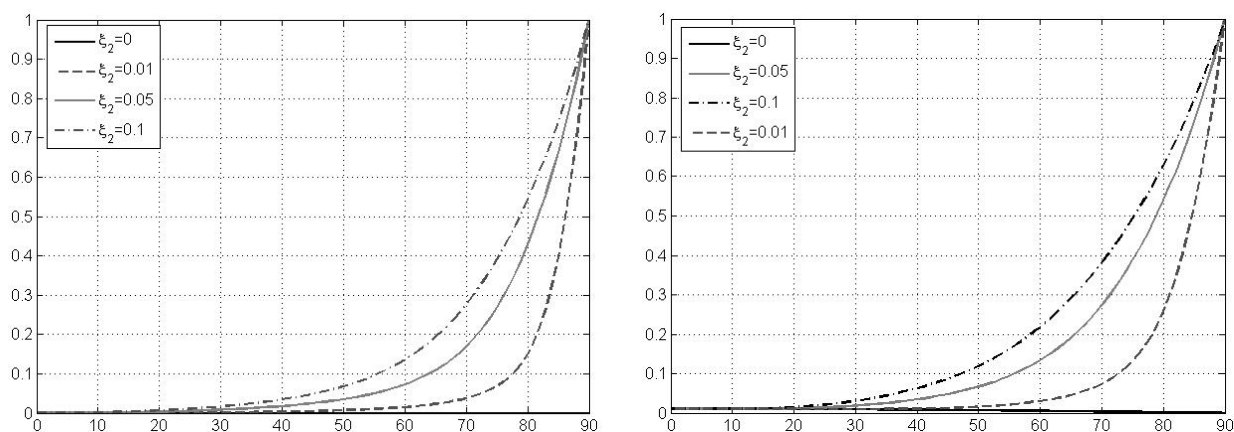
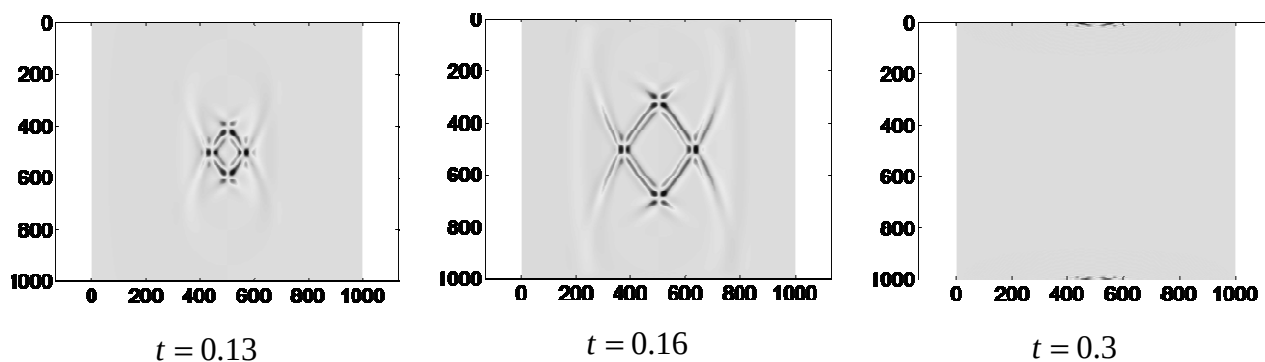


Рис. 3. Абсолютные значения коэффициентов отражения в зависимости от угла падения для различных значений нормализованной демпфирующей функции. Слева – коэффициент отражения для дифференциальной задачи, справа – для конечно-разностной



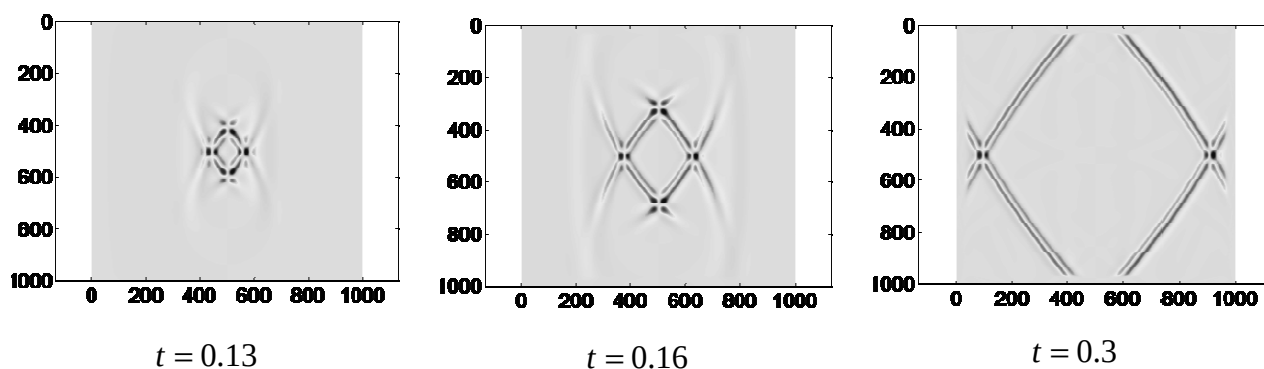


Рис. 4. Снимки волнового поля в различные моменты времени для модели 2.
Сверху – классический PML, снизу М-PML.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Collino F., Tsogka C. Application of the perfectly matched layer absorbing layer model to the linear elastodynamic problem in anisotropic heterogeneous media// Geophysics. – 2001. – v. 66. – pp. 294-307.
2. Becache E., Fauqueux S., Joly P., Stability of perfectly matched layers, group velocities and anisotropic waves// J. Comput. Phys. – 2003. – v. 188. – pp. 399–133.
3. Kristel C. Meza-Fajardo, Apostolos S. Papageorgiou A nonconvolutional split-field, perfectly matched layer for wave propagation in isotropic and anisotropic elastic media: stability analysis// Bulletin of the Seismological Society of America. – 2008. – v. 98. – pp. 1811–1836.

© М.Н. Дмитриев, В.В. Лисица, 2010

УДК 553.98:551.72(571.5)

В.Ю. Гой

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА ЗОН НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АНГАРО-ЛЕНСКОЙ СТУПЕНИ

В данной работе на основе литературных данных, ГИС, описания керна скважин, была произведена реконструкция терригенных вендских отложений и построено три палеосхемы для парфеновского продуктивного горизонта.

V.Yu. Goy

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

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

PALEOGEOGRAPHICAL MODEL OF PARFENOVSKIY PRODUCTIV HORIZON DEPOSITIONAL WITH THE PURPOSE OF OIL AND GAS PREDICTION

On the base of published data, wire-line logging and description of core reconstruction for the Vendian terrigenous deposits was accomplished and three paleo-schemes for the Parfenovskiy productive horizon were constructed.

Ангаро-Ленская ступень (АЛС) является одной из наиболее изученных территорией на Сибирской платформе в плане нефтегазоносности. В результате проведенных геолого-разведочных работ было пробурено около 250 скважин, открыто 7 месторождений. В центральных и южных районах Сибирской платформы выполнены значительные объемы литолого-палеогеографических исследований. Наиболее значимые исследования были опубликованы в работах: Я.К. Писарчик, 1963; Л.С. Чернова, 1984; Н.В. Мельников, 1984, 2005; Г.Г. Шемин, 1991, 2008; Советов Ю.К., 1977.

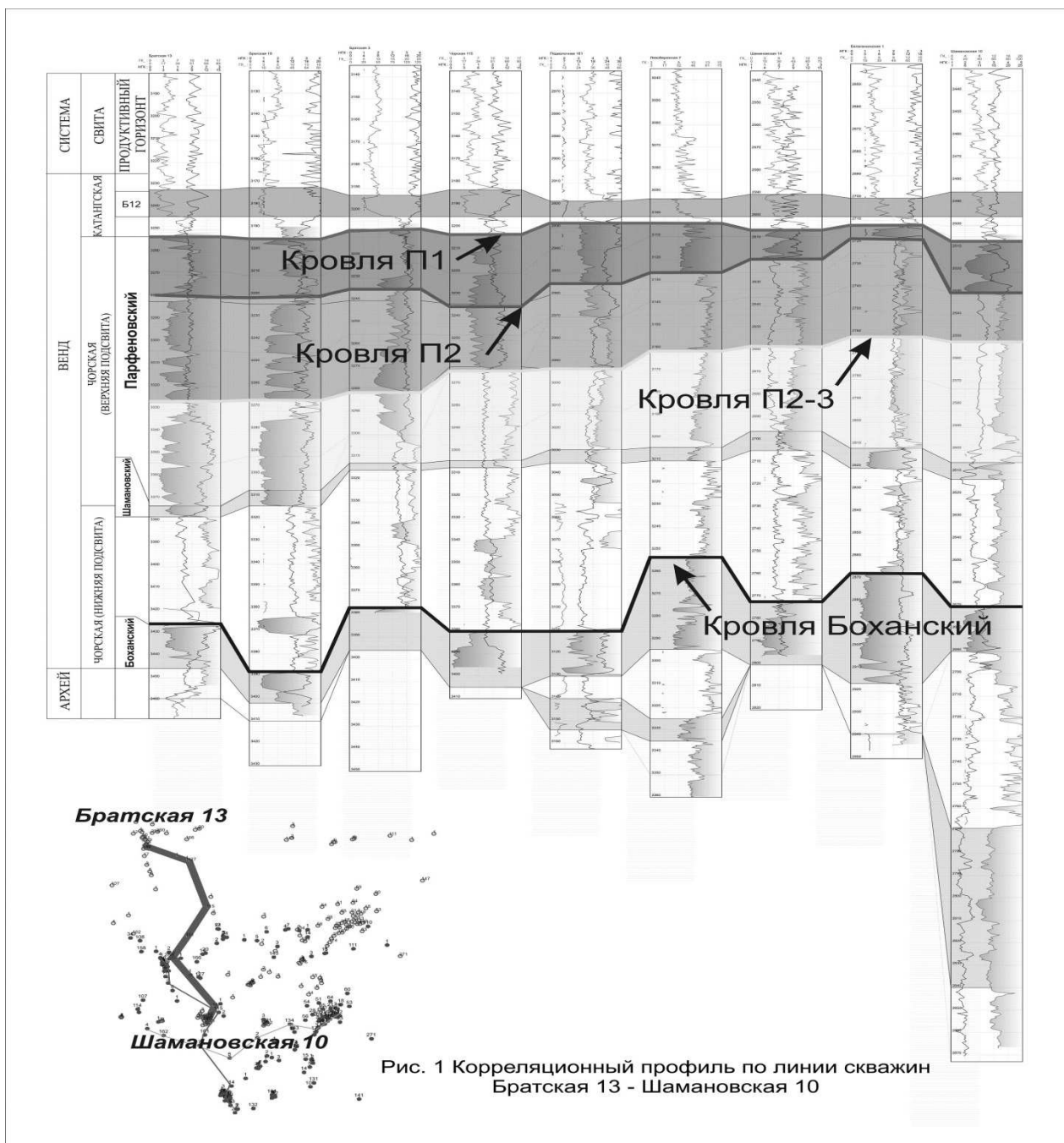
Работы, выполненные в последнее время, показали большую неоднородность в плане формирования терригенных отложений венда. В частности, по литературным данным известно, что парфеновский горизонт на Ковыктинском месторождении накапливался в дельтовых обстановках, а на Ангаро-Ленском в аллювиальных. Также, имеются расхождения относительно источников сноса для парфеновского горизонта. Некоторые авторы полагают, что источником сноса для этого месторождения являлось Байкало-Патомское нагорье (Ахияров, 2007), в то время как другие - с территории Присяня (Советов Ю.К., 1977).

Автором было проведено обобщение всего имеющегося фактического материала. В качестве основного инструмента автор использовал методику В.С.

Муромцева и В.Б. Белозерова с соавторами, в которой каротаж ПС был заменен на ГК, ввиду того, что каротаж ПС в условиях соленосного разреза Восточной Сибири не проводится.

Всего было выделено три фации: русловая, мелководно-морская и дельтовая.

На следующем этапе работ, на основании прослеживания отдельных реперных пачек, между кровлями парфеновского и шамановского горизонтов было выделено три относительно изохронных уровня (рис. 1). На основании полученных материалов были построены три палеосхемы на кровли горизонтов П2-3, П2 и П1 (рис. 2).



К концу формирования пласта П2-3 русловые обстановки были определены, главным образом, на территории, приуроченной к Братскому месторождению и к юго-западу от него (рис. 2а). Толщина русловых отложений здесь достигает 30–40 м (рис. 3а). Как правило, русловые фации

характеризуются уменьшенными значениями ГК, которые снижаются вверх по разрезу вследствие уменьшения зернистости. На остальной части АЛС практически повсеместно развиты глинистые, алевроито-глинистые мелководно-морские отложения (рис. 3б).

На основе карты фактического материала, была построена палеогеографическая схема по кровле пласта П2-3, которая, на наш взгляд, наиболее оптимальным образом удовлетворяет каротажной характеристике всех присутствующих скважин (рис. 2а). Предположительно, на ранней стадии формирования парфеновского горизонта, в северо-западной части АЛС существовала приподнятая часть территории, и по ней материал со стороны Присаянья транспортировался аллювиальными потоками в сторону Братского месторождения. Аналоги подобного палеоомыса, внедряющегося в море на первые сотни километров, можно наблюдать и на современных геологических структурах.

Зону аллювиальных отложений окаймляют прибрежно-морские отложения. Они являются переходной зоной от аллювиальных отложений к мелководно-морским. Однако, ввиду недостаточного количества скважин, не представляется возможным подтвердить это предположение фактическими материалами, поэтому на палеогеографической схеме эти отложения были показаны лишь условно.

Мелководно-морские отложения на остальной изучаемой территории обусловлены каротажной характеристикой ГК.

Следующий палеогеографический интервал ограничивается кровлей пласта П2. По сравнению с нижележащим интервалом, к концу формирования горизонта П2 отмечается сокращение зоны накопления мелководно-морских и расширение зоны аллювиальных отложений (рис. 2б).

На скважинах Чорская 115 и Подволочная 161 (рис. 3в) видно, что к данному моменту времени происходило расширение зоны формирования русловых отложений в юго-восточном направлении. Ограничивает эти отложения скв. Левобережная 7, в которой к концу формирования горизонта П2 по-прежнему происходило накопление мелководно-морских отложений (рис. 3б).

На территории Ковыктинского месторождения и на ее периферии начиналось формирование прибрежно-морских отложений. Как правило, это фация конусов выноса, которая была сформирована дельтами разливного (конструктивного) типа, с большим количеством рукавов и площадью распространения. А.В. Ахияров в своей статье /Ахияров, 2007/, кривые ГК Ковыктинского месторождения интерпретирует как обстановки дельтовой системы (рис. 3г).

К моменту формирования кровли пласта П1 практически вся центральная и юго-западная часть АЛС представляла собой аллювиальную равнину (рис. 2в). Русловые обстановки осадконакопления были отмечены по данным ГК практически во всех скважинах центральной и юго-западной частях АЛС (рис. 3б, 3в).

Также детальное восстановление обстановок осадконакопления было сделано Е.М. Хабаровым по керновому материалу ряда скважин центральной зоны АЛС. Анализ показал, что верхняя часть парфеновского горизонта также накапливалась в условиях аллювиальной равнины.

Далее, в северо-восточном направлении, терригенный материал отлагался в виде конусов выноса. Одним из таких конусов выноса является территория Ковыктинского месторождения. Это подтверждено в работах А.В. Ахиярова (рис. 3г).

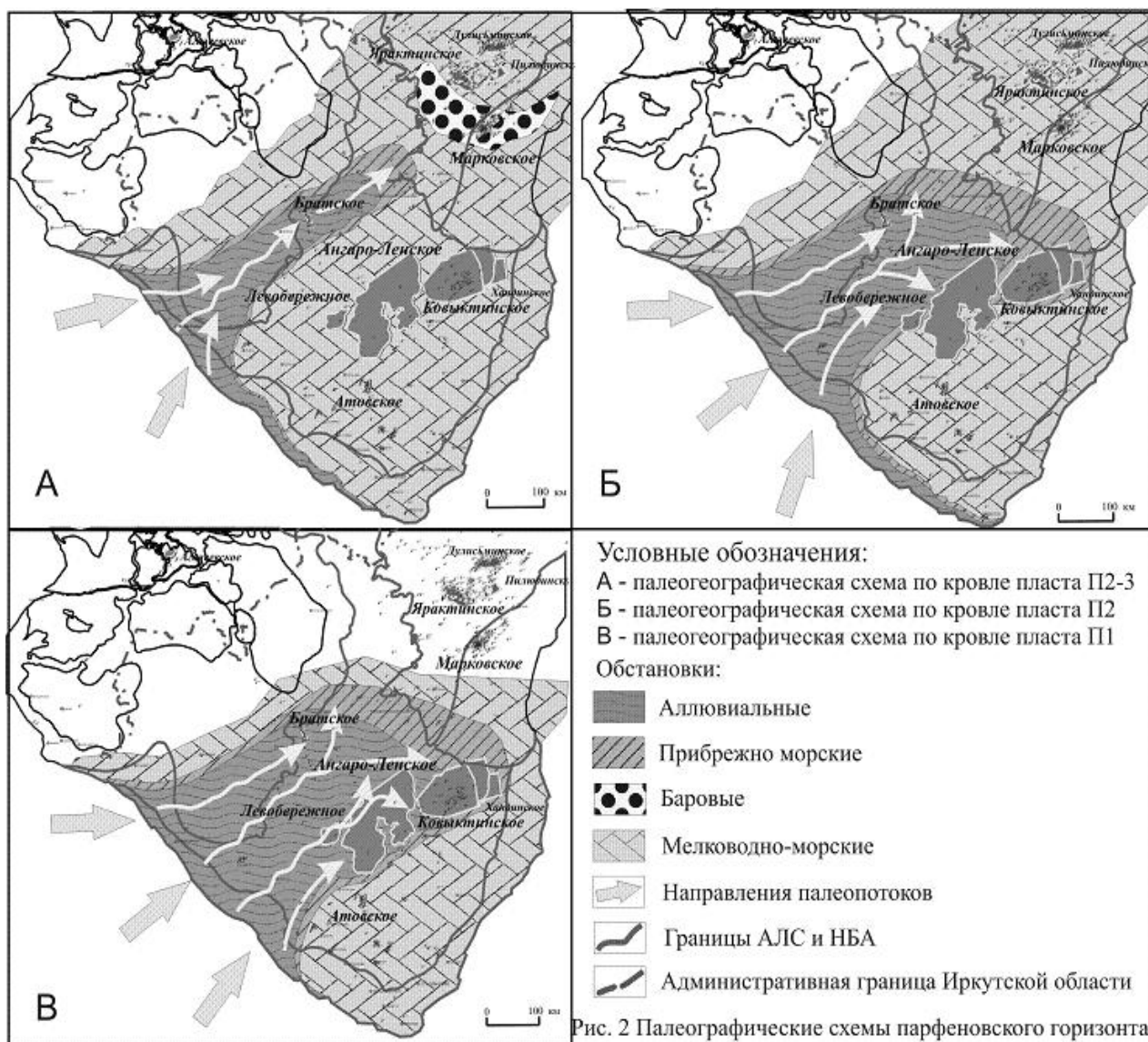
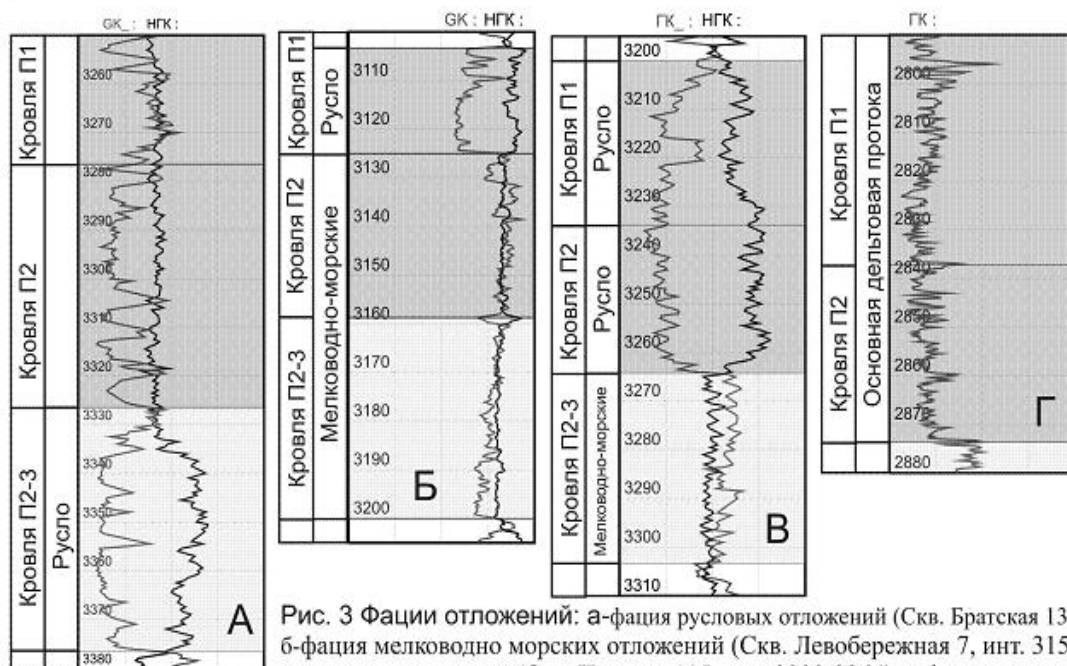


Рис. 2 Палеогеографические схемы парфеновского горизонта



Таким образом, принимая во внимание итоговый вариант корреляции горизонтов, на основе литературных данных, ГИС, описания керна скважин были предложены палеогеографические схемы последовательности формирования тирского горизонта. Это схемы на кровлю пластов П2-3, П2 и П1. К концу формирования парфеновского горизонта на территории преобладали русловые отложения и отложения дельтового комплекса.

Помимо научного аспекта, полученные выводы использовались при прогнозе коллекторов терригенного вендского комплекса АЛС. Коллекторы парфеновского горизонта локализованы в юго-западной и центральной частях АЛС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ахияров А.В., Орлов В.И., Бондарев А.Н. Зависимость продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере осинского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения // Геофизика. – № 6. – 2007. – С. 60–67.

2. Мельников Н.В. Венд-кембрийское опускание юга Сибирской платформы // Геология месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – с. 59–67.

Писарчик Я.К. Литология и фации кембрийских отложений Иркутского амфитеатра в связи с нефтегазоносностью и соленосностью. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 346 с.

4. Решения четвёртого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по уточнению и дополнению стратиграфических схем венда и кембрия внутренних районов Сибирской платформы. – Новосибирск, 1989. – 64 с.

5. Советов Ю.К. Верхнедокембрийские песчаники юго-запада Сибирской платформы. – Новосибирск: Наука, 1977, С. 228.

6. Чернова Л.С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа // Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1984. – С. 13–26.

7. Шемин Г.Г. Циклостратиграфия венда и нижнего кембрия центральных районов Лено-Тунгусской провинции // Строение и нефтегазоносность карбонатных резервуаров Сибирской платформы. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1991. – С. 10–22.

УДК 550.834.

Л.Д. Гик, В.А. Конторович
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МЕХАНИЗМ ЗАТУХАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Доказывается, что механизм затухания сейсмических волн в пористых и трещиноватых геоакустических средах обусловлен частичным преобразованием регулярных волн в хаотически рассеянные. Приведено подтверждение правильности этого механизма на экспериментах лабораторного физического моделирования и материалах полевых натуральных волновых полей.

L.D. Gik, V.A. Kontorovich

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

MECHANISM OF ATTENUATION OF SEISMIC WAVES IN POROUS MEDIA

It is proved that the mechanism of attenuation of seismic waves in porous and fractured geoacoustic media is caused by the partial transformation of regular waves to randomly dispersed ones. Confirmation of the validity of this mechanism is presented based on the experiments of laboratory physical modeling and data on field natural wave fields.

Современные сейсмологи объясняют затухание сейсмических волн в пористых геоакустических средах механизмом Френкеля – Био [1,2], основанным на эффекте вязкого трения флюидов (заполняющих поры) о твердые стенки скелета. К сожалению, однако, расчеты, выполненные в соответствии с этим механизмом, дают по сравнению с экспериментальными данными очень заниженный результат – приблизительно на два порядка [3]. Следствием такого несоответствия является поиск многими сейсмологами причин расхождения. Так, например, в [4] делается попытка объяснить расхождение сложным фазовым состоянием углеводородных флюидов, присутствующих в нефтегазовом коллекторе. Эксперименты физического моделирования [5] привели нас к объяснению причин высокого затухания сейсмических волн иным механизмом затухания, а именно частичным преобразованием регулярных звуковых волн – в хаотически рассеянные.

Чтобы показать это, рассмотрим волновое поле, возникающее при зондировании пористой геоакустической среды плоской гармонической звуковой волной, обладающей колебательной скоростью $u' \sin(2\pi ft)$. Колебательное ускорение u'' и колебательное давление p в такой волне составят соответственно $u'' = 2\pi f u'$ и $p = u' \rho_0 v_0$.

Некоторый i -й элемент рассматриваемой среды, имеющий объем V_i и массу $m_i = \rho_i V_i$, под влиянием ускорения u'' подействует на вмещающую среду с силой $F_i = m_i \times u''$. Примем пространственное распределения микронеоднородных включений в среде – хаотическим, что соответствует реальному состоянию горных пород. В этом случае хаотическим окажется и пространственное распределение вторичных силовых источников, образующихся на микронеоднородных включениях. Воспользуемся общеизвестным выражением для колебательного смещения геоакустической среды u_i , имеющего место на удалении R под действием силового источника F_0 , расположенного на поверхности объекта: $u_i = F_0 / (4\pi r v^2 R)$.

Вследствие перепада давления $d(p(dl))$, возникающего в пористой среде по причине взаимодействия волны с микронеоднородными элементами малой плотности $\rho_i < \rho_0$, на малом пространственном интервале dl происходит уменьшение амплитуды волны $d(u'(dl))$. Этому соответствует уменьшение колебательной скорости, которое на основании акустического закона Ома оказывается равным

$$d(u'(dl)) = d(p(dl)) / (\rho_0 v_0). \quad (1)$$

Величина перепада давления $d(p(dl))$ на пространственном интервале dl может быть выражена как сумма элементарных силовых источников F_i , действующих в объеме пространственного интервала dl и площади фронта волны S , отнесенная к величине этой площади S :

$$d(p(dl)) = (1/S) \sum^{N(S,dl)} F_i = (1/S) [(2\pi f u') \times K_{\text{ПОР}}(Sdl) (\rho_0 - \rho_i)]. \quad (2)$$

Здесь $N(S, dl)$ – количество элементарных силовых источников F_i в объеме пространства (Sdl) распространения волны, $K_{\text{ПОР}}$ – коэффициент пористости и $\rho_0 - \rho_i$ – разность между плотностью вмещающей горной породы ρ_0 и плотностью внутрипорового флюида ρ_i . Переходя от малого пространственного интервала dl к интервалу конечной протяженности L , получаем: $u'(L) = u'(L = 0) \times [1 + d(p(dl)) / (\rho_0 v_0)]^{(L/dl)}$. Принимая во внимание, что для малых значений аргументов x экспоненциальной функции $\exp(x)$ справедливо преобразование $\exp(x) \sim 1 + x$ и, следовательно, $(1 + x)^N \sim Nx$, а также учитывая соотношение $f/v = 1/\lambda$ между скоростью звука v , частотой f и длиной волны λ , после простых преобразований получаем:

$$u'(L) = \lim_{dl \rightarrow 0} ((1 + dl)^{(L/dl)}) = u'(L = 0) \exp[2\pi f (K_{\text{ПОР}} (\rho_0 - \rho_i) / \rho_0) (L/\lambda)]. \quad (3)$$

В акустике эффекта затухания волны на пространственном интервале L выражается соотношением $u'(L)/u'(L = 0) = \exp(-Q^{-1}L/\lambda)$, где Q^{-1} – декремент затухания. Сопоставление данного соотношения с (3) показывает их тождественность при значении приращения декремента, равном $d(Q^{-1}) = 2\pi K_{\text{ПОР}} (\rho_0 - \rho_i) / \rho_0$. Таким образом, декремент затухания Q^{-1} пористых горных пород пропорционален произведению коэффициента пористости $K_{\text{ПОР}}$ на относительную величину разницы плотности внутрипорового флюида $\rho_0 - \rho_i$ / ρ_0 . При этом ни размеры, ни форма пор не оказывают влияния на величину декремента.

Для экспериментальной проверки справедливости приведенных выше выкладок мы использовали лабораторное физическое моделирование [5]. Технология изготовления физических моделей, разработанная нами в течение

многих лет, позволяет придать характеристикам объекта требуемые значения. Однако, к сожалению, реализация хаотичности пространственного распределения пор связана с технологическими трудностями. Эксперименты физического моделирования выполнялись нами на частотах, превышающих частоты натурных экспериментов в 10^3 – 10^4 раз. Это обстоятельство требует объяснения корректности рекомендаций физического моделирования к натурной сейсмике. В общем случае необходимо соблюдение принципа подобия. Однако изучение влияния пористых сред на затухание сейсмических является исключением. Требуется только, чтобы коэффициенты пористости у модели и натурального объекта были близкими.

Была разработана группа физических моделей, содержащих микронеоднородные включения (поры), заполненные либо газом, либо жидкостью (нефтью или водой). Эксперименты проводились как с двумерными (листовыми), так и трехмерными (объемными) моделями. Двумерные модели строились на основе тонкого листового алюминия, поры имитировались отверстиями в листе. Основной тип построенных нами объемных моделей представлял собой смесь эпоксидной смолы (имитировавшей скелет) и пенопластовых гранул (имитировавших поры). Такие модели эквивалентны горным породам, содержащим газонаполненные поры. При размере пенопластовых гранул порядка 1–4 мм и длине волны зондирующего сигнала порядка $\lambda = 5 \div 50$ мм достигается условие малости размеров микронеоднородных включений по отношению к длине волны зондирующего сигнала, соответствующее натурным условиям сейсмического зондирования. Коэффициент пористости такой среды равен объему пенопластовых гранул, отнесенному к объему эпоксидной смолы. Максимально достижимая величина пористости в этих экспериментах, составляла величину $K_{\text{пор}} \sim 0,3$; при больших значениях коэффициента пористости модель теряла механическую прочность. Нижний предел моделирования коэффициента пористости не был ограничен. Модели представляли собой прямоугольные блоки размерами $250 \times 250 \times 28$ мм³. Пенопластовые включения в виде гранул имели размеры порядка $1 \times 1 \times 1,5$ мм³. Были изготовлены четыре блока, в которых коэффициенты пористости были подобраны равными $K_{\text{пор}} = 0, 8; 16$ и 23 %. Первая серия экспериментов проводилась на проходящих продольных волнах и выполнялась при погружении модельных блоков в водную среду. Центральная частота зондирующего импульса выбиралась в пределах $f \sim 130$ – 300 кГц. Этому соответствовала длина волны в эпоксидной смоле $\lambda = v/f = 5,7 - 13$ мм. Результаты измерения сведены в таблицу 1.

$K_{\text{пор}}$	0	0,08	0,16	0,23
$Q^{-1}_{\text{теор}} = 2\pi * K_{\text{пор}}$	0	0,5	1,0	1,45
$U_{\text{воды}}/U_{\text{пор}}$	1,03	2,18	4,75	3,9
$Q^{-1}_{\text{эсп}} = (\lambda_{\text{вид}}/L) * \ln(U_{\text{воды}}/U_{\text{пор}})$	0,015	0,4	1,08	0,94

Эксперименты показали близость зависимости теоретической и экспериментальной величин декремента затухания Q^{-1} ($K_{\text{пор}}$) от коэффициента пористости. Расхождение составляло -20 % при $K_{\text{пор}} = 0,08$ и $+8$ % при $K_{\text{пор}} =$

0,16. Более существенное расхождение имело место при значении коэффициента пористости $K_{\text{ПОР}} = 0,23$. В этом случае увеличение коэффициента пористости с меньшего значения $K_{\text{ПОР}} = 0,16$ до значения $K_{\text{ПОР}} = 0,23$ привело не к «затенению» (увеличению затухания), а к противоположному эффекту – «просветлению» зондируемой среды (уменьшению затухания). Анализ этого парадоксального явления и последующие его обсуждения привело к заключению о том, что наиболее вероятной его причиной является нарушение хаотичности пространственного расположения пор в модели, причина чего заключалась в особенностях технологии изготовления пористых моделей.

Те же четыре пористых блока были использованы для изучения взаимозависимости между снижением частотного спектра импульсного зондирующего сигнала и величиной коэффициента пористости зондируемой геоакустической среды [5]. Данный эксперимент выполнялся как на продольных, так и на поперечных волнах. Последнее условие исключало возможность погружения зондируемого блока в жидкую вмещающую среду, что усложняло волновое поле и требовало применения статистических мер для уменьшения случайных погрешностей. Поэтому положение приемоизлучающей пары в целях усреднения в каждом отдельном эксперименте изменялось 25 раз, а результаты всех зондирований суммировать.

Равномерность ширины частотного диапазона зондирования была обеспечена на продольных волнах в полосе от 90 кГц до 450 кГц, а на поперечных волнах в полосе от 70 кГц до 250 кГц. Результаты эксперимента показали, что между длительностью видимого периода T_B зондирующего сигнала и значением коэффициента пористости $K_{\text{ПОР}}$ существует жесткая закономерная связь. При увеличении коэффициента пористости от $K_{\text{ПОР}} = 0$ до $K_{\text{ПОР}} = 23\%$ видимый период возрастал от величины $T_B \sim 2,2$ мкс до $T_B \sim 10,4$ мкс на продольных и от величины $T_B \sim 5,5$ мкс до $T_B \sim 14$ мкс – на поперечных волнах. Это показывает принципиальную возможность выполнять измерение величины коэффициента пористости $K_{\text{ПОР}}$ по информации, получаемой путем измерения приращения видимого периода $d(T_B)$ зондирующего сигнала, имеющего место при его распространении в зондируемой геоакустической среде.

Иными словами, в результате интерпретации наблюдаемого волнового поля оказывается возможным определить величину коэффициента пористости в соответствии с алгоритмом $K_{\text{ПОР}}(T_B) = Q^{-1}(d(T_B))/2\pi t$. Здесь t – интервал времени, на котором произошло приращение видимого периода $d(T_B)$. Справедливость последнего соотношения качественно подтверждается анализом изменения волновых полей одного из месторождений Баженовской свиты, приведенным в [7]. Этот факт позволил нам реализовать измерение коэффициента пористости по информации, имеющей на временных разрезах, регистрируемых на дневной поверхности стандартными методами сейсморазведки [7].

Исследования выполнены при частичной финансовой поддержке гранта РФФИ № 09-05-00439.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Френкель Я.И. К теории сейсмических и сейсмoeлектрических явлений во влажной почве // Изв. АН СССР Сер. Геогр. и геоф. – 1944. – Т. 8. – № 4. – С. 133–150.
2. Biot M.A. Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid//J. Acoust. Sos. Amer. – 1956. V. 28. – N 1–2. – P. 168–191.
3. Кондратьев О.К. Сейсмические волны в поглощающих средах. – М.: Недра, 1986. – 176 с.
4. Рапопорт М.Б. Корреляционная методика прямых поисков залежей нефти и газа по сейсмическим данным.: Развед. Геофиз. Вып. 77. – М.: Недра. – 1977. – С. 41–47.
5. Гик Л.Д. Физическое моделирование распространения сейсмических волн в пористых и трещиноватых средах. //Геология и геофизика. – 1997. – Т.38. – № 4. – С. 804–815.
6. Исакович М.А. Общая акустика. – М.: Наука, 1973. – 496 с.
7. 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. материалов V международного научного конгресса. – Новосибирск: СГГА, 2009. – С. 172–177.

© Л.Д. Гик, В.А. Конторович, 2010

УДК 550.834.

Л.Д. Гик, В.А. Конторович

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ИЗМЕРЕНИЕ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ДЕКРЕМЕНТА ЗАТУХАНИЯ КАК ПУТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРЯМОГО ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ

Коэффициент пористости горных пород, по сравнению с другими физическими параметрами, является наиболее информативным индикатором присутствия углеводородов. Сильная взаимосвязь между декрементом затухания сейсмической волны и пористостью позволяет строить реальные методы измерения пористости применительно к условиям как скважинной, так и наземной сейсморазведки.

L.D. Gik, V.A. Kontorovich

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

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

POROSITY DERIVED FROM THE ATTENUATION DECUREMENT AS A TOOL FOR DIRECT DETECTION OF HYDROCARBONS

Porosity factor of rocks, as compared to other physical parameters, is the most informative indication of hydrocarbon occurrence. A strong unique relationship between the decrement of attenuation of seismic waves and the porosity factor allows the construction of the method of porosity of geoacoustic medium based on the principle of measuring the attenuation decrement as applied both to sonic logging and land seismic exploration.

Введение. В разведочной геофизике 70–80-х годов большой интерес привлекала задача «прямого» поиск месторождений углеводородов (УВ). Основатели Института геологии и геофизики СО АН А.А. Трофимук и Н.Н. Пузырев считали целесообразным активное развитие этого направления как очень перспективного пути поиска и изучения нефтегазовых месторождений [Трофимук]. «Прямой» поиск рассматривался как альтернатива «косвенным» методам поиска, которые были способны засвидетельствовать существование благоприятных условий для образования УВ, но не обеспечивали их наличия на изучаемой территории. Основным поисковым признаком косвенных методов считался антиклинальность (куполовидная форма) слоев в осадочных структурах. Однако главными критериями для поиска УВ были и остаются результаты изучения условий осадконакопления, обобщенные в основополагающем труде [Конторович А.Э.]. По мере увеличения геологической изученности нефтеперспективных территорий вероятность

обнаружения новых месторождений по принципу антиклинальной формы слоистых структур постоянно уменьшается [Конторович В.А.].

Методы прямого поиска предлагалось строить [Трофимук, Мандельбаум] на принципе изучения влияния УВ на физические свойства исследуемых горных пород. При этом предлагалось использовать такие свойства: уменьшение скоростей продольной V_P и поперечной V_S волн, увеличение затухания сейсмических волн Q^{-1} , уменьшение коэффициента Пуассона $K_{ПУАСС}$, возрастание величины электрического сопротивления $R_{ЭЛ}$, а также ряд других. К сожалению, постепенно выяснилось, что на перечисленные признаки значительное влияние оказывает не только присутствие УВ, но и действие других посторонних факторов, первое место среди которых занимает минералогический состав зондируемых пород. Вследствие этого вероятность совпадения производимого предсказания с результатами наблюдения в поисковых скважинах оказывалась не высокой – не более 15–30 % [Трофимук] – даже при одновременном учете большинства из перечисленных признаков.

Анализ причин низкой эффективности методов прямого поиска УВ. Обеспечение положительного эффекта методов «прямого» поиска требует, чтобы изменение некоторого параметра «I», принимаемого в качестве критерия наличия УВ, превышало возможную вариацию этого параметра, имеющую место в случае отсутствия УВ. Это утверждение можно выразить логическим соотношением $d(I[УВ=!]) > d(I[УВ=0])$. Здесь $d(I[УВ=!])$ и $d(I[УВ=0])$ – это значения поискового параметра «I», используемого в качестве критерия УВ, – соответственно при наличии и отсутствии УВ в исследуемых горных породах. Речь, таким образом, идет об изыскании такого физического параметра «I», который бы существенно зависел от наличия УВ и был бы при этом минимально чувствительным к действию других факторов. Неудачи применения методов прямого поиска УВ, по нашему мнению, объясняются тем, что перечисленные выше параметры «I», а именно V_P , V_S , $R_{ЭЛ}$ и $K_{ПУАСС}$ не обладают таким качеством.

Обоснование выбора коэффициента пористости в качестве критерия наличия УВ. Параметром, реально пригодным в качестве критерия для изучения УВ, является коэффициент пористости горных пород «I» = $K_{ПОР}$ [Гик, Конторович]. Действительно, коллекторы месторождений УВ представляют собой пористый слой, поры которого заполнены жидким или газообразным флюидом. Таким образом, наличие пор является обязательным, хотя еще не достаточным условием присутствия углеводородов. Для того, чтобы сделать данное необходимое условие еще и достаточным, требуется дополнить информацию о коэффициенте пористости еще информацией о вещественном составе внутрипорового флюида. Здесь следует учесть, что возникшие в горных породах поры имеют возможность сохраниться в течении времени только в том случае, если внутри них будет находиться либо жидкий флюид (нефть или вода), либо газ под высоким давлением. В противном случае под воздействием геостатического давления и тектонических деформаций, поры неизбежно будут «схлопываться».

Взаимозависимость между коэффициентом пористости и декрементом затухания сейсмических волн. Ключевое значение в работе [Гик, Конторович] имеет использование факта существования сильной однозначной зависимости между декрементом затухания сейсмических волн Q^{-1} и коэффициентом пористости $K_{\text{ПОР}}$. Здесь, к сожалению, приходится заметить, что относительно зависимости $Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})$ в геофизической научной литературе существуют противоречивые мнения. Так, известно утверждение о том, что декремент является независимой величиной в широком диапазоне изменения коэффициента пористости [Klimentos].

Мы будем опираться на ранее полученные результаты экспериментов физического моделирования и полученные на их основе аналитические выкладки. В основе анализа используем аналитическое выражение приращения декремента затухания $d(Q^{-1}(K_{\text{ПОР}}))$, вызванное действием пор геоакустической среды: $d(Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})) = 2\pi K_{\text{ПОР}} \times ((\rho_0 - \rho_i) / \rho_0)$. Данное выражение выведено в предположении хаотичности (неупорядоченности) пространственного распределения пор. Здесь ρ_0 и ρ_i – плотности вмещающей среды и внутрипорового флюида. Зависимость $Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})$ имеет максимальную величину при газовом наполнении пор, поскольку в этом случае можно пренебречь плотностью порового наполнителя ρ_i по сравнению с плотностью вмещающего коллектора ρ_0 . Если же внутрипоровым флюидом является жидкость, то влияние плотности внутрипоровой среды проявится в уменьшении декремента $Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})$. Это можно учесть коэффициентом $\eta_p = (\rho_0 - \rho_i) / \rho_0 \sim 0,7-1$.

Упорядоченность в расположения пор также ведет к уменьшению величины декремента $Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})$, что можно учесть введением поправочным коэффициентом $\eta_{\text{ХАОТ}} < 1$. Конкретная величина $\eta_{\text{ХАОТ}}$ зависит от структуры коллектора, в частности, заметное влияние оказывает слоистость строения геоакустической среды. В экспериментах физического моделирования [Гик, 2008] слоистость расположения пор, возникавшая по технологическим причинам, возникавшим в процессе изготовления моделей, приводила к появлению поправочного коэффициента $\eta_{\text{ХАОТ}} \sim 0,8-1$. На практике при использовании зависимости $Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})$, по-видимому, целесообразно принять эмпирическую величину поправочного коэффициента порядка $\eta_{\Sigma} = 2\pi K_{\text{ПОР}} \times \eta_p \times \eta_{\text{ХАОТ}} \sim (4-5)$, представляя зависимость декремента от коэффициента пористости в виде:

$$d(Q^{-1}(K_{\text{ПОР}})) \sim \eta_{\Sigma} \cdot K_{\text{ПОР}}, \quad (1)$$

Измерение коэффициента пористости при каротажном изучении скважин. В условиях акустического каротажа среду распространения сейсмических волн можно считать однородной. При использовании для целей зондирования широкополосного импульсного сигнала происходит ослабление его высокочастотных компонент, вследствие чего верхняя граница частотной полосы «прозрачности» $f_{\text{ГР}}$, снижается до величины, определяемой условием $u(f_{\text{ГР}}, L) / u(L=0) \rightarrow 1$. Последнее соотношение позволяет выразить величину декремента $Q^{-1} = V / (L f_{\text{ГР}})$, а значит и величину коэффициента пористости:

$$K_{\text{ПОР}} = (2\pi)^{-1} \cdot Q^{-1} = (2\pi)^{-1} \cdot V / (L f_{\text{ГР}}). \quad (2)$$

Рассмотрим числовые соотношения. При зондировании коллектора, обладающего сейсмической скоростью $V = 3000$ м/с при коэффициенте пористости $K_{\text{пор}} \sim 0,1$ (величине декремента $Q^{-1} \sim 0,628$) зондом АК, имеющем длину $L = 1,5$ м, нижняя граничная частота зондирующего сигнала составит $f_{\text{гр}} = V/(LQ^{-1}) \sim 3$ кГц.

Измерение декремента затухания и коэффициента пористости в методах наземной сейсморазведки. При изучении нефтегазовых месторождений сейсмическими методами с дневной поверхности зондирующая волна пересекает сравнительно тонкий слой (по сравнению с длиной волны λ) мощностью $h_{\text{сл}}$. Можно показать [Гик, Конторович, 2009], что в этом случае приращение «видимого» периода происходит на небольшую величину $d(T_{\text{вид}}) = Q^{-1} \cdot t_{\text{сл}}$. В результате $d(T_{\text{вид}}) = Q^{-1} \cdot T_{\text{вид}} \cdot h_{\text{сл}}/\lambda$. Откуда:

$$K_{\text{пор}} = Q^{-1}/2\pi = (2\pi)^{-1} \cdot (\lambda/h_{\text{сл}}) \cdot (d(T_{\text{вид}})/T_{\text{вид}}). \quad (3)$$

Это малое изменение дает принципиальную возможность получить информацию о декрементах затухания, а значит и о коэффициенте пористости зондируемой среды [Гик, Конторович, 2009]. Возможность использования критерия затухания и, в частности, увеличения «видимого» периода отраженных волн, для «прямого» поиска УВ ранее называлась – см. [Трофимук] с ссылкой на [Рапопорт, 1977], однако связи данного метода поиска с параметром пористости $K_{\text{пор}}(Q^{-1})$ при этом не делалось. Более того, в своих последующих работах по развитию методов «поиска» М.Б. Рапопорт отказался от пути использования критерия затухания в методе отраженных волн, и пошел по пути скважинных измерений [Рапопорт, 1997].

Возможность применения декремента в условиях рассеивания верхней части разреза. При проведении сейсморазведочных работ на некоторых территориях Сибири имеет место рассеивание зондирующего волнового поля верхней частью разреза (ВЧР). Данное явление имеет аналогию в оптике в виде наблюдения предметов через матовое стекло, когда вместо четкого изображения предмета появляется хаотическое нагромождение линий. В Восточной Сибири рассеивание имеет место в условиях трапповых интрузий сложной формы, в Западной Сибири – в условиях многолетне мерзлых пород сложной формы.

При рассеивании имеет место разрушение изображения объекта, но не изменение соответствующего ему частотного спектра, что является основанием для применения здесь рассмотренного выше метода.

Заключение. Изучение распределения декремента затухания сейсмических волн позволяет получить информацию о распределении пор в изучаемой среде, что является реальным путем прямого поиска месторождений УВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. Геофизические исследования нефтяных скважин методом электромагнитного зондирования // Геология и геофизика. – 1986. – №1. – С. 129–139.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

4. Гик Л.Д. Измерение коэффициента пористости по данным декремента затухания // Приборы и системы разведочной геофизики. – №4. – 2008. – С. 38-41.
5. Гик Л.Д. Физическое моделирование распространения сейсмических волн в пористых и трещиноватых средах // Геология и геофизика. – 1997. – Т.38. – № 4. – С. 804–815.
6. 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. материалов V международного научного конгресса. – Новосибирск: СГГА, 2009. – С. 172–177.
7. Исакович М.А. Общая акустика. – М.: Наука, 1973. – 496 с.
8. 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 Ю1 васюганской свиты). // Геология и геофизика. – 2004. – Т.45. – № 1. – С. 79–90.
9. Кропичев Н.М., Скачек К.Г. Реконструкции литолого – фациальных моделей Ю1 васюганской свиты по данным сейсморазведки и бурения. – Новосибирск: СО РАН, 2008. – 186 с.
10. Мандельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Рыхлинский Н.И., Сурков В.С., Трофимук А.А. Прямой поиск углеводородов геофизическими методами. – М.: Наука, 1988. – 160 с.
- Патент на изобретение № 2101732 от 10.01 1998. Авт. Гик Л.Д., патентодержатель ОИГГМ СО РАН.
11. Пузырев Н.Н., Ведерников Г.В. Многоволновая сейсморазведка при решении задач ПГР // Геология и геофизика. – 1986. – № 1. – С. 26–30.
12. Рапопорт М.Б. Корреляционная методика прямых поисков залежей нефти и газа по сейсмическим данным. Развед. Геофиз. – М.: Недра, 1977. – Вып. 77. – С. 41–47.
13. Рапопорт М.Б. Можно ли увидеть нефтегазовую залежь на сейсмическом изображении // Геология и геологоразведочные работы. – 1997. – № 11. – С. 22–24.
14. Рапопорт М.Б., Рапопорт Л.И., Рыжков В.И. Эффект сейсмической неупругости залежей углеводородов и его использование при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. – 1997. – № 8. – С. 19–23.
15. Харкевич А.А. Спектры и анализ. Избранные труды в 3-х томах. – М.: Наука, 1973. – 566 с.
16. Трофимук А.А., Мандельбаум М.М., Пузырев Н.Н., Сурков В.С. Прямые поиски нефти и газа и их применение в Сибири // Геология и геофизика. – 1981. – № 1. – С. 3–15.
17. T. Klimentos, Attenuation of P- and S- waves as a method of distinguishing gas and condensate from oil and water. // Geophysics. – 1995. – V. 60. – № 2. – P. 447–458.

УДК 552.5 (571.5)

И.В. Вараксина, Е.М. Хабаров, М.М. Кротова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ВЕНДСКОГО ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На основании детальных петрографических и электронно-микроскопических исследований изучено поровое пространство песчаников ботубобинского продуктивного горизонта. Установлено, что формирование порового пространства обусловлено, главным образом, составом обломочной части и постседиментационными преобразованиями.

I.V. Varaksina, E.M. Khabarov, M.M. Krotova

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

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

STRUCTURAL FEATURES OF THE VOID SPACE IN THE VENDIAN TERRIGENOUS RESERVOIR OF THE SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD

On the basis of detailed petrographic and electron microscopic studies the void space of sandstones Botuobinskiy productive horizon was examined. It was established that the formation of pore space due, mainly, to the composition of the debris and post-sedimentary transformations.

Актуальной задачей при разработке нефтяных месторождений является детальное изучение фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕС) коллекторов. В практике геологоразведочных работ зачастую используются только такие общие параметры как открытая пористость и проницаемость, определяемые стандартными методами. При разработке нефтяных залежей для достижения более полного извлечения углеводородов требуется детальное изучение пустотного пространства коллекторов с выявлением определяющих его морфологию литологических факторов. Объектом исследований являются песчаные породы ботубобинского горизонта Среднеботубобинского месторождения - одного из наиболее крупных в Восточной Сибири.

По составу ботубобинские песчаники полевошпат-кварцевые и кварцевые, отличаются низким содержанием цемента, в котором выделяется несколько типов: 1) регенерационный кварцевый; 2) поровый и пойкилитовый ангидритовый и/или доломитовый; 3) пленочный и пленочно-поровый хлорит-гидрослюдистый; 4) поровый битуминозный. Анализ распределения гранулометрического и минералогического состава песчаников показал следующее. Вверх по разрезу наблюдается общий тренд на возрастание

зернистости, который нарушается отдельными ритмами более мелкого масштаба (рис. 1). В нижней части пласта наблюдается повышенные концентрации обломков полевых шпатов (до 15–20 %). Вверх по разрезу количество их уменьшается и в кровле не превышает 3–5 %. Пик содержания полевого шпата совпадает с преобладанием мелкозернистой песчаной фракции (см. рис. 1). Во всех песчаниках фиксируется регенерационный кварцевый цемент, содержание которого варьирует от 5 % до 10 %, редко до 15 %. В интервалах с высоким содержанием ПШ количество регенерационного кварца минимальное. Ангидрит-доломитовый поровый цемент также встречается по всему разрезу и присутствует в виде выделений, часто пойкилитовых, размером ≤ 1 мм, иногда до 2–3 мм. Его количество обычно не превышает 5–6 %, а в основании и прикровельной части горизонта более повышенное и участками достигает 20–25 %. Пленочно-поровый хлорит-гидрослюдистый цемент отмечается повсеместно, но его доля, как правило, невелика (≤ 3 %). Содержание битуминозного порового цемента, варьирует от 3–5 % до 10 %. Максимальные концентрации битума приурочены к средней части пласта.

Рис. 1. Распределение пористости, проницаемости, гранулометрического состава и полевых шпатов в ботубинском горизонте на северо-востоке Среднеботубинского месторождения

Необходимо отметить, что наблюдается незначительное засоление ботубобинских песчаников. Небольшое количество галита ($\leq 1-2\%$) в

межзерновом пространстве встречается практически повсеместно, а в прикровельной части в некоторых скважинах фиксируется маломощный (менее 30 см) слой, в котором практически все открытые поры выполнены галитом. Выпадение соли на границе различных пластов (доломиты-песчаники) возможно связано с техногенными причинами. В целом столь малое содержание соли в ботубинском горизонте не оказывает какого-либо существенного влияния на коллекторские свойства слагающих его пород.

Весь горизонт характеризуется хорошими коллекторскими свойствами. Наиболее высокие значения пористости (до 20–23 %) и проницаемости (до 1 500–2 800 мД) отмечаются в песчаниках средней, самой нефтенасыщенной, части разреза (см.рис.1). Пористость вверх по разрезу сначала быстро возрастает до максимальных значений и далее постепенно уменьшается. Кривая изменения проницаемости в целом ведет себя также (см.рис.1). Во всех изученных скважинах наибольшим значениям пористости, как правило, соответствуют наиболее высокие показатели проницаемости. Наблюдается хорошая корреляция между остаточной водонасыщенностью и пористостью. Преобладание образцов с низкой остаточной водонасыщенностью (менее 12%) свидетельствует о благоприятной структуре порового пространства.

Во всех песчаниках отмечаются открытые поры, размер которых варьирует от сотых долей мм до 0,35 мм, редко до 0,55 мм. По данным микроскопического исследования окрашенных шлифов и образцов в сканирующем электронном микроскопе рассматриваемые породы характеризуются относительно простым строением порового пространства. Поры преимущественно межзерновые и имеют трех-четырёхугольную, трапецевидную или удлиненно-продолговатую форму сечений, соединены каналами, ширина которых варьирует от 0,1 мм до 5 мкм и меньше (рис. 2А). Поры и каналы в основном унаследованы от седиментогенных пустот, которые в результате постседиментационных процессов претерпели существенные изменения. В результате катагенеза в породах широко проявились процессы стилолитизации, регенерации, развития конформных и инкорпорационных межзерновых контактов, что в целом привело к неоднородному распределению пор. Часто наблюдаются участки с достаточно плотной упаковкой зерен (рис. 2Б).

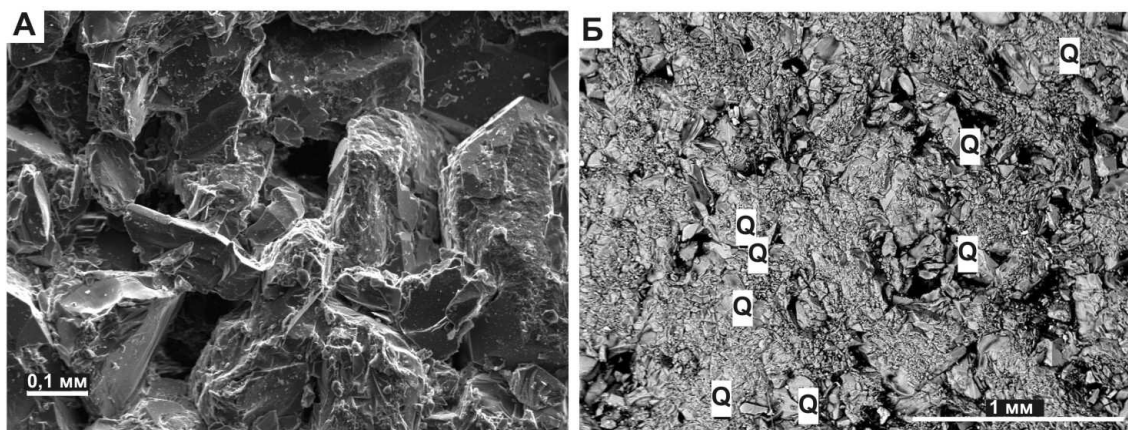


Рис. 2. Структура порового пространства. А – морфология пор в песчанике полевошпат-кварцевом мелко-среднезернистом, Б – неравномерное распределение пор в песчанике кварцевом среднекрупнозернистом (Q –кварц)

Основную роль в изменении первичного пустотного пространства сыграл регенерационный кварц, который существенно изменил конфигурацию и усложнил сообщаемость пор. По данным электронной микроскопии практически на всех обломках видны каемки нарастания с формированием кристаллографических граней кварца в свободном поровом пространстве (рис. 3).

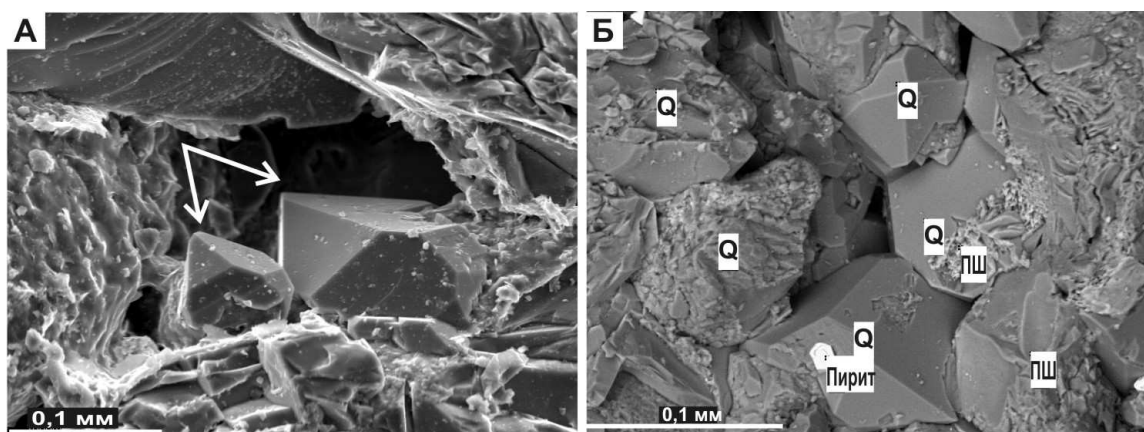


Рис. 3. А – Рост регенерационного кварца в межзерновом пространстве. Б – хорошо видно формирование кристаллографических граней, в результате чего границы пор становятся линейными

Регенерация полевых шпатов наблюдается крайне редко и в виде очень тонких каемок. Обломки ПШ в разной степени подвержены трещиноватости, пелитизации, коррозии и выщелачиванию. При полной пелитизации полевые шпаты легко деформируются и, выжимаясь в поровое пространство, переходят в цемент. Однако, в большинстве случаев отмечается частичная пелитизация и растворение обломков ПШ по двойниковым швам и трещинам спайности (рис. 4А). В результате интенсивного растворения от некоторых зерен остаются только реликты и образуется вторичная пористость (рис. 4Б). В целом вторичные поры составляют незначительную долю емкости пород, но вносят дополнительный вклад в улучшение коллекторских свойств.

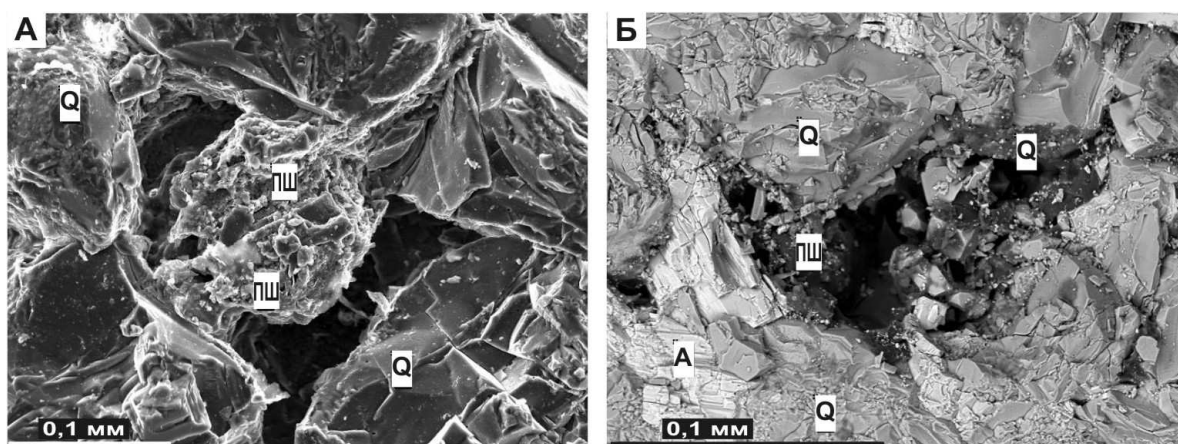


Рис. 4. Пелитизация и растворение полевых шпатов. А – следы растворения на поверхности пелитизированного обломка ПШ. Б – в левом углу поры наблюдается выщелоченный реликт обломка ПШ

Ангидритово-доломитовая цементация также изменила первичное поровое пространство. Сульфатно-карбонатный цемент выполняет отдельные поры и часто замещает окружающие обломки с образованием пойкилитовых структур размером до 1 мм, редко до 2–3 мм (рис. 5). Несмотря на незначительное содержание в основной части разреза, данный тип цемента сокращает число свободных пор и каналов, изолирует их друг от друга и ухудшает коллекторские качества песчанников. На интервалах с более широким развитием ангидритово-доломитового цемента (верхняя и нижняя часть горизонта), фиксируются пониженные значения ФЭС.

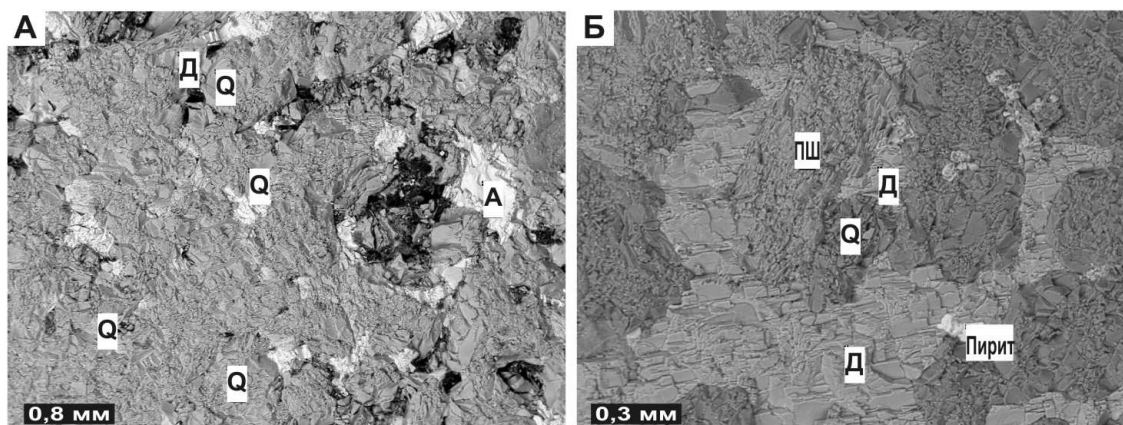


Рис. 5. А – выполнение пор ангидритом (А) и доломитом (Д) в мелко-среднезернистом кварцевом песчанике. Б – выделения пойкилитового доломитового цемента в песчанике мелкозернистом полевошпат-кварцевом

Таким образом, формирование порового пространства в ботубинском горизонте обусловлено, главным образом, составом обломочной части и постседиментационными преобразованиями. Уплотнение, регенерация зерен кварца и ангидрит-доломитовая цементация ухудшили коллекторские свойства. Повышенное содержание ПШ препятствовало развитию регенерационного кварца и, в совокупности с процессами растворения зерен ПШ, обеспечило наиболее высокие значения ФЭС.

УДК 550.834

М.А. Белоносов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРАЛЬНОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЛАГЕРРА И МЕТОДА ДЕКОМПОЗИЦИИ ОБЛАСТИ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ

В настоящей работе для численного моделирования процессов формирования и распространения волн в упругих неоднородных средах используется подход, основанный на применении интегрального преобразования Лагерра и последующей декомпозиции области. Несомненным преимуществом этого преобразования является отрицательная определённость возникающего в результате его применения дифференциального оператора, что существенно облегчает использование в дальнейшем метода альтернирования по Шварцу на основе декомпозиции расчётной области. Декомпозиция осуществляется таким образом, чтобы появляющиеся при этом элементарные подобласти могли бы быть загружены на отдельный процессорный элемент. Возникающие при этом системы линейных алгебраических уравнений решаются на основе применения LU разложения соответствующих матриц, которое выполняется для каждой из подобластей только один раз.

Данный подход реализован для вычислительных систем с параллельной архитектурой. Приводятся результаты численных расчётов для реалистичной модели одного из районов Северного моря. Исследована зависимость числа итераций метода альтернирования по Шварцу в зависимости от количества подобластей.

М.А. Belonosov

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

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

IMPLEMENTATION OF THE INTEGRAL LAGUERRE TRANSFORM AND DOMAIN DECOMPOSITION METHOD FOR NUMERICAL SIMULATION OF ELASTIC WAVE FIELDS

An approach based on application of the integral Laguerre transform and subsequent domain decomposition for simulation of particle formation and propagation of elastic waves in heterogeneous mediums is proposed. The apparent advantage of this transformation is that we deal with negative definite differential operator, which is much easier to use in future Schwarz alternative method based on decomposition of the computational domain. Decomposition is carried out in such a way that an appearing elementary subdomain could be loaded on a separate processing element. Systems of linear algebraic equations, emerging this way, are

solved by application of LU factorization of the matrix, which is performed for each subdomain, only once.

This approach is implemented for computer systems with parallel architecture. The results of numerical calculations for a realistic model of one region of the North Sea is presented. The dependence of the number of iterations of Schwarz alternative method, depending on the number of subdomains is studied.

Введение

Численное моделирование сейсмических волновых полей для реалистичных трёхмерных моделей невозможно без привлечения современных вычислительных систем с параллельной архитектурой. Наиболее распространённым способом организации таких вычислений является декомпозиция расчётной области на элементарные подобласти с последующим использованием явных конечно-разностных схем. Обладая неоспоримыми преимуществами, такими как простота и эффективность реализации, этот подход имеет и ряд недостатков, к которым относится необходимость выполнения обменов между соседними процессорными элементами на каждом шаге по времени, выбор шага дискретизации по времени исходя из максимальной скорости распространения волн, а шага дискретизации по пространству, наоборот, исходя из минимального её значения. Тем самым моделирование волновых полей в средах с резкими контрастами становится весьма ресурсоёмким.

Необходимость повышения уровня извлечения углеводородов из сложноустроенных трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов Восточной Сибири привела к постановке нового класса задач – моделирования процессов возникновения и распространения сейсмических волн, рассеянных на микронеоднородностях в таких коллекторах. Естественно, что для их описания требуется чрезвычайно мелкая сетка, как по пространству, так и по времени. Использование такой сетки во всём пространстве выдвигает абсолютно нереалистичные требования на вычислительные ресурсы. Альтернативой этому являются сетки с локальным измельчением по времени и пространству. Надо отметить, что реализация такого подхода для явных конечно-разностных схем весьма сложна и связана со значительными накладными расходами ([4], [5], [10]). В то же время, при реализации метода декомпозиции и последующего применения метода альтернирования по Шварцу такое локальное измельчение может быть выполнено именно в отдельно взятой элементарной подобласти, лежащей на специально выделенном для этого процессорном элементе.

Преодоление проблем, описанных выше возможно, если решать задачу с отделением времени. Именно реализации этого подхода посвящена настоящая работа. При этом отделение по времени выполняется посредством интегрального преобразования Лагерра [6] и мы имеем дело с отрицательно определённым дифференциальным оператором. Показывается, что метод альтернирования по Шварцу будет в данном случае весьма эффективен.

Отметим, что использование преобразования Фурье приводит к задаче со знаконеопределённым оператором, что влечёт за собой множество трудностей (см. например [3], [8], [11]).

Преобразование Лагерра и метод Шварца

Рассмотрим интегральное преобразование Лагерра по времени [6]

$$u_n(x, z) = \int_0^{\infty} u(x, z, t) (ht)^{\frac{\alpha}{2}} l_n^{\alpha}(ht) dt, \quad (1)$$

с формулой обращения

$$u(x, z, t) = \sum_{n=0}^{\infty} u_n(x, z) \cdot (ht)^{\frac{\alpha}{2}} l_n^{\alpha}(ht),$$

где $l_n^{\alpha}(ht)$ – ортонормированные функции Лагерра

$$l_n^{\alpha}(ht) = \sqrt{\frac{hn!}{(n+\alpha)!}} (ht)^{\frac{\alpha}{2}} e^{-\frac{ht}{2}} L_n^{\alpha}(ht). \quad (2)$$

Здесь $n \in \mathbb{Z}$, $h \in \mathbb{R}$ ($h > 0$), $\alpha \in \mathbb{Z}$ ($\alpha > 0$), $L_n^{\alpha}(ht)$ – классические стандартизованные полиномы Лагерра [9].

Применяя преобразование Лагерра (1) к двумерной системе уравнений теории упругости второго порядка, мы получаем следующую систему уравнений

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left[(\lambda + 2\mu)(u_1^n)_x + \lambda(u_2^n)_z \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu(u_2^n)_x + \mu(u_1^n)_z \right] - \rho \frac{h^2}{4} u_1^n &= \\ &= F_1^n(x, z, u_1^0, \dots, u_1^{n-1}), \\ \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu(u_2^n)_x + \mu(u_1^n)_z \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda(u_1^n)_x + (\lambda + 2\mu)(u_2^n)_z \right] - \rho \frac{h^2}{4} u_2^n &= \\ &= F_2^n(x, z, u_2^0, \dots, u_2^{n-1}), \end{aligned} \quad (3)$$

где ρ – плотность, λ и μ – коэффициенты Ламе, F_1^n и F_2^n – правые части. Аналогично тому, как это было сделано в [12], поставим на границе расчётной области условия PML [1].

К полученной системе (3) мы можем применить метод декомпозиции области, основанный на методе альтернирования по Шварцу [2]. Для того чтобы это сделать мы разбиваем расчётную область на несколько пересекающихся подобластей, как показано на рис. 1а. Далее, для уравнений в каждой подобласти применяем конечно-разностную аппроксимацию на сдвинутых сетках и получаем систему линейных алгебраических уравнений. В параллельной реализации число итераций по Шварцу это, вообще говоря, число обменов между смежными подобластями, поэтому их минимизация очень важна. Для системы уравнений (3) число итераций близко к числу подобластей, на которые мы разбиваем расчётную область. Более того, существуют модификации этого метода [7], что число итераций равно числу подобластей.

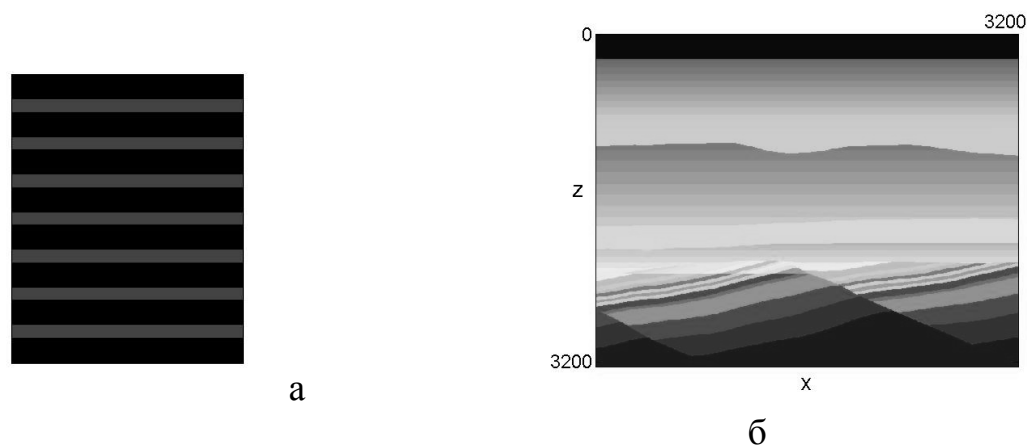


Рис. 1. а – декомпозиция области (серым цветом обозначены области, где пересекаются две подобласти, черным – где не пересекаются); б – North Sea model

Отметим, что, применяя наш подход, мы сталкиваемся с многократным решением систем линейных алгебраических уравнений. Одной из особенностей применения преобразования Лагерра является то, что мы получаем системы с одинаковой матрицей левой части. Благодаря этому мы проделываем LU разложение этой матрицы один раз. Дальнейшее решение системы производится с использованием процедур Math Kernel Library, а именно процедур DSS.

Численный эксперимент

Для демонстрации предложенного алгоритма, основанного на применении интегрального преобразования Лагерра и последующего метода альтернирования по Шварцу, была проведена серия численных экспериментов. В ней использовалась упругая среда, описывающая один из районов Северного моря, представленная на Рис. 1б. Возбуждение волнового поля производилось источником типа «центр объемного расширения» с импульсом Риккера, обладающим доминирующей частотой 30 Гц. Источник располагался в точке с координатами (1600,20). Шаг дискретизации по пространству был взят постоянным и равным 2 м. Для ограничения расчётной области использовался идеально подходящий поглощающий слой (PML – от английского Perfectly Matched Layer). Были взяты следующие значения для параметров функций Лагерра (2):

$$h = 300, \quad n = 500, \quad \alpha = 5.$$

Волновое поле рассчитывалось на 3 сек.

Область разбивалась на 12 и 20 подобластей, как показано на Рис. 1а, с шириной перекрытия 60 точек расчётной сетки. Оказалось, что для разбиения на 12 подобластей метод альтернирования по Шварцу сходится за 14 итераций, а на 20 подобластей – за 24. Эти результаты показывают эффективность предложенного подхода. На рис. 2 представлены рассчитанные волновые поля в разные моменты времени.

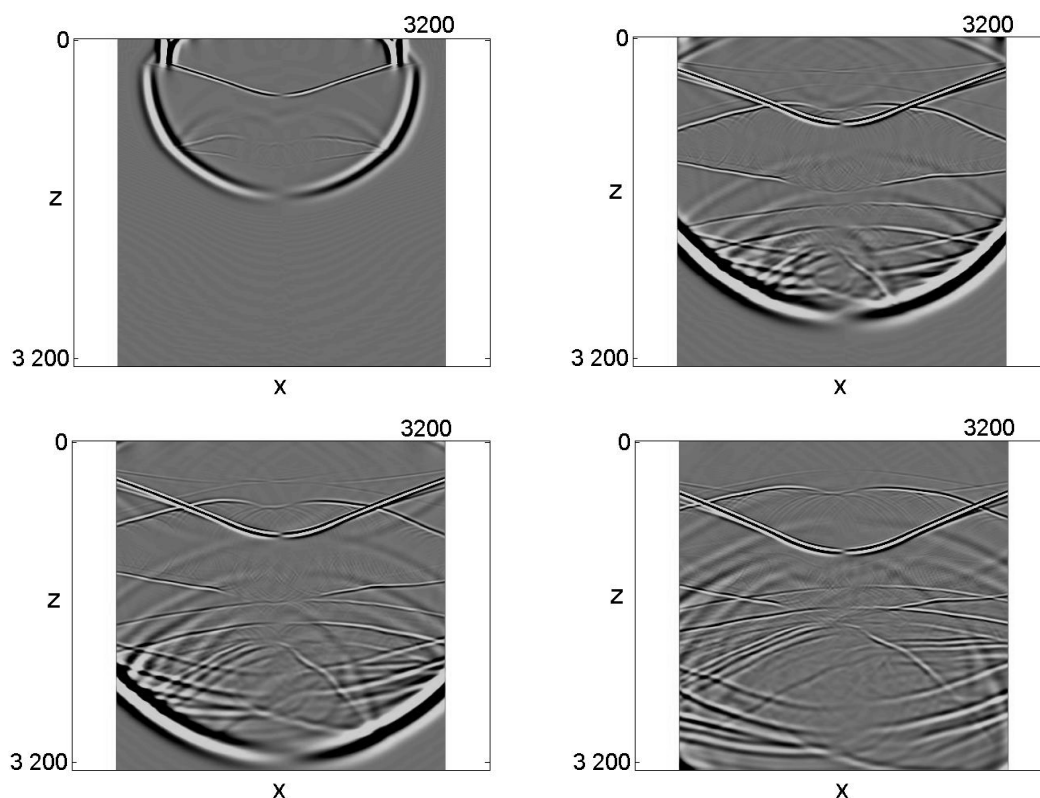


Рис. 2. Волновое поле в фиксированные моменты времени

Благодарности

Работа была выполнена совместно с Московским Научно-исследовательским центром компании Schlumberger и частично при поддержке грантов РФФИ 08-05-0265, 10-01-92604, 10-05-00233, 10-05-00337.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Berenger, J.P. A perfect matched layer for the absorption of electromagnetic waves // Journal of Comp. Physics. – 1994. – 114. – P. 185-200.
2. Chan, T. and Mathew, T.P. Domain decomposition // Acta Numerica. – 1994. – P. 61-143.
3. Collino F., Ghanemi S. and Joly P. Domain Decomposition Method for Harmonic Wave Propagation // INRIA, Rapport de recherché. – 1998. – № 3473.
8. Collino F., Fouquet T. and Joly P. A Conservative Space-time Mesh Refinement Method for the 1-DWave Equation. Part 1: Construction // Numer. Math. – 2003. – vol. 95. – P. 197-221.
9. Joly P., Collino F. and Fouquet T. Analyse numerique d'une methode de raffinement de maillage espace-temps pour l'equation des ondes // INRIA, Rapport de recherché. – 1998. – 3474.
10. Konyukh G.V. and Mikhailenko B.G. Application of the Laguerre Integral Transforms for solving Dynamic Seismic Problems // Bull. of the Novosibirsk Computing Center, Series: Mathematical Modeling in Geophys. – 1998. – № 5. – P. 71-92.

11. Martin J. Gander, Laurence Halpern and Frederic Nataf. Optimized Schwarz Methods // 12th International Conference on Domain Decomposition Methods. – 2001.
12. Plessix. A Helmholtz iterative solver for 3D seismic-imaging problems // Geophysics. – 2007.
13. Suetin P.K. Classical orthogonal polynomials // Moscow:Nauka. – 1974.
14. Гилбо Ж., Ланда Е., Решетова Г.В., Хайдуков В.Г., Чеверда В.А. Численное моделирование сейсмических волновых полей в двумерно-неоднородных упругих разномасштабных средах (карстовые включения)// Технологии сейсморазведки. – 2008. – №3. – С. 19 – 28.
15. Virieux, J., Operto, S., Ben-Hadj-Ali, H., Brossier, R., Etienne, V., Sourbier, F., Giraud, L. and Haidar, A. Seismic wave modeling for seismic imaging // The Leading Edge 28(5). – 2009. – 538-544.
16. Решетова Г.В., Чеверда В.А. Использование преобразования Лагерра для построения идеально подходящих поглощающих слоев без расщепления // Математическое моделирование. – 2006. – Т. 18. – №10. – С. 91 – 101.

© М.А. Белоносов, 2010

УДК 552.578.(571.1)

А.Л. Бейзель

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕЮРСКИХ И НИЖНЕМЕЛОВЫХ КЛИНОФОРМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ЦИКЛА

A.L. Beisel

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

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

A MODEL OF FORMING OF UPPER JURASSIC AND LOWER / CRETACEOUS CLINOFORMS IN WEST SIBERIA IN RESPECT OF THE GEOGRAPHICAL CYCLE CONCEPTION

Upper Jurassic and Lower Cretaceous clinoforms in the West Siberia are interpreted in respect of the geographical cycle conception. The clinoform set was initiated at the Kimmeridgian-Tithonian boundary. The set as a whole corresponds to relief planation phase in the source area.

В разрезе нижнего мела (неокома) Западной Сибири выделяется широко известный клиноформный комплекс, представляющий собой толщу так называемого бокового заполнения бассейна. Наиболее отчетливо и однозначно клиноформное строение разреза отражается в многочисленных сейсмических профилях. Корреляционные профили, построенные по каротажным диаграммам скважин, не столь убедительны. Они допускают разные варианты корреляции – как наклонные, так и субгоризонтальные. Еще менее надежны биостратиграфические датировки, которые, по-существу, до сих пор так и не дали доказательств важнейшего свойства клиноформного строения разреза – омоложения его по горизонтали с востока на запад.

Элементы клиноформной толщи в целом разделяются на ундаформу, клиноформу и фондоформу. Собственно клиноформный склон сложен глинистыми породами, а ундаформная и фондоформная части представлены чередованием песчаных и глинистых пачек. Фондоформные песчаники объединяются под названием «ачимовская пачка». При этом они связываются с ундаформными песчаниками и обозначаются общими индексами. Предполагается, что они формируются в период активизации сноса материала, часть которого мутьевыми потоками сносится к подножию склона, не задерживаясь на склоне.

В Западной Сибири вместо этих специальных терминов используются категории шельфа, склона и подножия. Они появились, очевидно, вследствие общего морфологического сходства батиметрической кривой

западносибирского раннемелового бассейна с современным континентальным шельфом, его склоном и океаническим ложем. Однако, в современной океанологии эти понятия связаны с типом земной коры – переходом континентального типа в океанический. Морские бассейны, покрывавшие Западную Сибирь в различные эпохи мезокайнозоя, являлись эпиконтинентальными, т. е. относятся целиком к шельфу.

В связи с этим сохраняется актуальность проблемы общегеологической интерпретации условий, причин и ведущих факторов формирования клиноформной толщи нижнего мела Западной Сибири. Обзор существующих представлений по этому вопросу здесь опускается. По мнению автора, представляет интерес рассмотрение данного объекта с позиций концепции географического цикла (ГЦ), что до сих пор никем не было сделано. ГЦ, как известно, представляет собой цикл преобразования рельефа, состоящий из кратковременной фазы омоложения рельефа за счет тектоники и последующей длительной стадии его выравнивания под действием экзогенных факторов. Этот тектоно-седиментационный механизм представляет собой главный фактор циклогенеза в географической и осадочной оболочках Земли (Бейзель, 2006, 2009). Большинство наблюдаемых нами осадочных, трансгрессивно-регрессивных, биосферных и других циклов определенного порядка так или иначе являются производными ГЦ.

Нижний мел Западной Сибири, рассмотренный сквозь призму концепции ГЦ, представляется следующим образом. Клиноформная толща в целом начала формироваться на рубеже кимериджа и титона, т.е. одновременно с формированием баженовской свиты. На этом рубеже имела место познекимерийская фаза тектогенеза (Хаин, Халилов, 2009). Наиболее ярко она проявилась в области Западных Кордильер, где происходили активное горообразование, складчатость, интрузивный и вулканический магматизм (Аркелл, 1961). В Западной Сибири в это время изменился структурный план, что выразилось, во-первых, в погружении центральной части бассейна (баженовская «трансгрессия»), а во вторых – в изменении размеров блоков, отдающих энергию. В результате изменилась частота колебаний, зафиксированная в разрезах. На смену характерному для юры чередованию песчаных и глинистых горизонтов определенной периодичности пришли более мелкие колебания порядка индексированных песчаных пластов, а порядок цикла нижнемеловой клиноформной толщи в целом, напротив, увеличился.

В посторогенный период Западная Сибирь сначала оказалась в области «дождевой тени», и темп осадконакопления здесь был очень низким. Тем не менее, рециклиты начальной стадии заполнения депрессии имеются в составе яновстанской свиты в северо-восточной части Западной Сибири. В последующем область питания осадочного бассейна испытывала многократные воздымания, соответствующие циклам порядка индексированных песчаных пластов. В бассейне происходили погружения, синхронные восходящим движениям. Эти движения разного знака рассматриваются как взаимно компенсационные.

Темп осадконакопления постепенно нарастал, и в некоем он стал весьма энергичным. Суть процесса заполнения бассейна хорошо сформулирована А.А.Неждановым (1990, с. 75): «Создание седиментационной емкости бассейна на этапе трансгрессии и последовательное засыпание этой емкости при регрессии, не сопровождавшейся снижением зеркала воды – таков алгоритм цикличности, доминирующий в разрезе продуктивных отложений мезозоя Западной Сибири». Иначе говоря, на границе циклов происходило тектоническое погружение, а затем шло обыкновенное заполнение бассейна осадками – проградация фаций, которая в вертикальном разрезе представлена рециклитами.

Ундаформные песчаные пласты представляют собой прибрежный пляжево-баровый комплекс, который проградировал в сторону бассейна, одновременно омолаживаясь в возрасте, т.е. по диагональной траектории. В субрегиональном плане эти пласты образуют покровы, создающие иллюзию горизонтального залегания. В разрезе рециклитов эти пласты занимают верхнее положение, однако, надо помнить, что они перешли сюда из нижнего базального положения, которое занимали в аллювиальных проциклитах. Каждому рециклиту в морском разрезе по латерали отвечает проциклит в континентальных фациях и наоборот (Бейзель, 2006). Как следствие, фазам молодого рельефа в морском разрезе отвечают глинистые пачки, а стадиям максимального его выравнивания – песчаные. Данное положение является одним из ключевых положений универсальной модели циклогенеза автора. Вместе с тем, оно составляет, пожалуй, наибольшую психологическую трудность в восприятии модели.

Фондоформные (ачимовские) песчаники принципиально отличаются от ундаформных своим генезисом. Они действительно сформированы мутьевыми потоками, т.к. в их строении преобладают проциклиты. Однако, если между ундаформой и фондоформой вообще имеется какая-то связь, т.е. если они формировались одновременно, то ачимовские песчаные пласты могут отвечать глинистым пачкам ундаформы, но никак не песчаным. Глинистые пачки в основании рециклитов соответствуют фазам интенсивного речного стока. В это время мутьевые потоки выносили песчаный материал вглубь бассейна. В конце циклов выравнивания рельефа снос материала сокращался до минимума. Песчаные фации прибрежных баров и пляжей ундаформы формировались в результате волноприбойной деятельности. Соответственно, грубозернистый материал в это время не мог сноситься к подножию склона.

С ундаформой и фондоформой в рамках концепции ГЦ все более-менее ясно. Проблема сохраняется в отношении клиноформы, которая является между ними связующим звеном: соответствует ли волновая картина клиноформы литологической слоистой системе? Имеется в виду склон, слагаемый глинистыми фациями. Вообще говоря, концепция ГЦ отвечает на этот вопрос, скорее, отрицательно. Если ундаформные песчаники не шельфовые, а прибрежные, то откуда может взяться склон перед фронтом берега? В современных морях и океанах такой морфоскульптуры нет. В какой-то степени аналогом может служить фронт дельты. Но дельты как таковые занимают

небольшой процент в общей береговой линии. Клиноформы же в Западной Сибири протягиваются в меридиональном направлении непрерывно на сотни километров. Кроме того, высота фронта дельты, измеряемая десятками метров, не идет в сравнение с высотой клиноформных склонов, уступая им на порядок.

Таким образом, применение концепции географического цикла к нижнему мелу Западной Сибири позволяет по-новому интерпретировать многие известные положения. Основные выводы, вытекающие из этой интерпретации, следующие: (1) начало формирования клиноформной толщи связано с позднекиммерийской фазой тектогенеза на рубеже кимериджа и титона, (2) клиноформная толща в целом и слагающие ее рециклиты отвечают фазам выравнивания рельефа соответствующего порядка в областях сноса, (3) ундаформные песчаники представлены прибрежными фациями, (4) ачимовские песчаники соответствуют глинистым, а не песчаным пачкам ундаформы, (5) клиноформный склон, слагаемый глинами, скорее всего, не мог образовываться перед фронтом берега.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аркелл В. Юрские отложения земного шара [Текст] / В.Аркелл // М.: Изд-во иностранной литературы, 1961. – 803 с.
2. Бейзель А.Л. Изменения интенсивности сноса осадков – основной фактор образования осадочных комплексов (на материале юры Западной Сибири) [Текст] / А.Л.Бейзель // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 34–44.
3. Бейзель А.Л. Аналогии континентальных поверхностей выравнивания в морских разрезах (на примере юры Западной Сибири) [Текст] / А.Л.Бейзель // Литосфера. – 2009. – № 1. – С. 103–108.
4. Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации [Текст] / А.А. Нежданов // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. – Новосибирск: Наука, 1990. – С. 60–79.
5. Хаин В.Е., Халилов Э.Н. Цикличность геодинамических процессов: ее возможная природа [Текст] / В.Е. Хаин, Э.Н. Халилов. – М.: Научный мир, 2009. – 520 с.

© А.Л. Бейзель, 2010

УДК 552.578.2061.4(571.1)

А.Л. Бейзель

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТОВ ТИПА Ю20 В РАМКАХ КОНЦЕПЦИИ ГЕОГРАФИЧЕСКОГО ЦИКЛА

A.L. Beisel

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

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

A MODEL OF FORMING OF LAYERS OF YU20-TYPE IN RESPECT OF THE GEOGRAPHICAL CYCLE CONCEPTION

So called Yu₂⁰-type layers are interpreted traditionally as transgressive system tracts of general marine transgressions in the Callovian and Upper Jurassic of West Siberia. A new model of forming of sedimentary sequences based on the geographical cycle concept consider to divide each of these tracts into two different parts: the entirely transgressive and induction ones.

Пласты Ю₂⁰ и Ю₁⁰, известные как пахомовская и барабинская пачки соответственно, давно установлены в верхах средней и в верхней юре Западной Сибири (Атлас ..., 1990; Решения ..., 1991; Решение ..., 2004). Прочно укоренилась их фациальная интерпретация как трансгрессивных базальных пачек васюганской и георгиевской региональных трансгрессий. Стала привычной «рисовка» этих пачек в Региональной стратиграфической схеме (РСС) – с изохронной нижней границей и диахронной верхней. Верхняя граница пахомовской пачки, например, «скользит» в диапазоне от верхнего бата до верхнего келловея. Эта интерпретация есть следствие широко принятой трансгрессивно-регрессивной парадигмы, принимающей колебания уровня моря в качестве ведущего фактора формирования циклической структуры разрезов. Уровень моря испытывает колебания синусоидального вида, подъемы сменяются спадами, а трансгрессии и регрессии чередуются между собой. При этом трансгрессивно-регрессивный цикл воспринимается как своего рода стандарт в структуре разрезов.

В то же время, пласты типа Ю₂⁰ обладают некоторыми свойствами, которые не укладываются в простую трансгрессивно-регрессивную схему. В верхней части васюганского горизонта выделяется так называемая надугольная трансгрессия, а в последнее время совершенно аналогичная трансгрессивная пачка установлена и в верхах тюменской свиты (Конторович и др., 2005). Соотношения между этими пачками и пластами Ю₂⁰ и Ю₁⁰ остаются не вполне ясными. Получается, что базальные трансгрессивные пачки Ю₂⁰ и Ю₁⁰ следуют за трансгрессивными же пачками – надугольной в верхах васюганской свиты и

таковой без названия – в верхах тюменской. В этом случае становится непонятным механизм образования границ васюганского горизонта. Как могли сформироваться такие регионально выдержанные «квазиизохронные» границы, если одна трансгрессия сменяет другую?

Далее, если пахомовская и барабинская пачки являются трансгрессивными, то они должны быть наиболее полно развиты в прибрежной части бассейна. Между тем, как показано в РСС-91 и РСС-2004, именно в этой зоне указанные пачки отсутствуют. Иначе говоря, они появляются на некотором удалении от берега. Это обстоятельство было отмечено в работах В.А.Конторовича и соавторов (2006 и др.), в которых показано, что в переходной зоне между сушей и морем подугольная регрессия начинается от самого основания наунакской свиты, а трансгрессивной пачки в разрезе просто нет. Пачка «келловейских аргиллитов» с морской фауной залегает здесь непосредственно на континентальных породах тюменской свиты.

А как интерпретировать, например, васюганскую свиту с точки зрения чередования ТР-трендов? Она начинается с пахомовской трансгрессии, за которой следует подугольная регрессия, и завершается надугольной трансгрессией. Получается трансгрессивно-регрессивно-трансгрессивная серия (прорепоциклит). Искусственность такого объекта очевидна каждому.

Пласты типа Ю₂⁰ традиционно рассматриваются также как нефтегазовые коллекторы, составляющие единое целое с нижележащими песчаными пластами. По этой причине в литературе неоднократно высказывалось положение о том, что эти пласты якобы плохо различаются между собой по данным ГИС и только лито- и биофациальные данные по керну позволяют хорошо различать данные объекты. Однако в последнее время возникла новая тенденция выделять пласты типа Ю₂⁰ по данным индукционного каротажа. Генетические трактовки при этом остались прежними. Следует отметить, что индукционные реперы и трансгрессивные пахомовская и барабинская пачки – это не одно и то же. Они не совпадают по своему положению в разрезах. В целом можно говорить, что индукционные реперы залегают непосредственно на трансгрессивных.

Сами по себе аномалии индукционного каротажа связываются обычно с повышенным содержанием в породах железа, что вытекает как из специфики каротажного метода, так и данных по керну. Последние выражаются в развитии сидеритовых конкреций и других форм железа в породах. В связи с этим возникает вопрос – каков источник повышенного содержания железа и как эта аномалия связывается с общей картиной трансгрессивно-регрессивного развития?

Данная проблема наилучшим образом решается в рамках универсальной бассейновой модели циклогенеза, разработанной автором (Бейзель, 2006, 2009). Согласно этой модели, ведущим фактором циклообразования в осадочной и географической оболочке Земли являются географические циклы (ГЦ) – циклы преобразования рельефа. Они включают в себя кратковременные фазы омоложения рельефа (изменения структурного плана) за счет тектонических движений и последующее длительное его выравнивание под действием

экзогенных факторов. Таким образом, эти явления в геологическом аспекте можно представить как тектоно-седиментационные циклы, которые хорошо известны в литературе. Можно отметить, что формирующиеся в результате осадочные тела морфологически весьма сходны с секвенциями секвентной стратиграфии, но отличаются от них своей генетической интерпретацией. Поэтому для них предлагается термин геосеквенция (геолого-географическая секвенция). Наилучшим примером геосеквенции в юре Западной Сибири является васюганский горизонт.

В данный момент нас интересует начальный этап развития ГЦ. В результате омоложения рельефа (поднятий в области сноса и погружений в бассейнах седиментации) резко активизируется речная сеть, и соответственно увеличивается приток пресных вод и вынос обломочного материала. В береговой зоне складывается избыточный положительный баланс материала, и береговая линия начинает проградировать в сторону бассейна. Таким образом, начало формирования толщи заполнения всегда представлено регрессией.

Одновременно происходит интенсивный вынос продуктов кор выветривания, сформировавшихся в конце предшествующего цикла. Наблюдаемое нами повышенное содержание железа есть результат «залпового» выноса озерно-болотных вод, сформировавшихся в конце предшествующего цикла, на стадии максимальной планации рельефа. В дальнейшем речная гидросеть продолжает активно функционировать, постепенно ослабевая, однако количество выносимого железа становится «фоновым».

Интерпретация пластов типа Ю₂⁰ как проявлений географических циклов заставляет по-новому взглянуть на проблему возраста нижней и верхней границ васюганского горизонта. Согласно РСС-2004, нижняя граница васюганского горизонта проводится в верхней части верхнего бата, тогда как в РСС-91 она находилась в нижней части келловея. Изменение положения границы было связано с пересмотром возраста соответствующих зональных комплексов аммонитов. Однако, следует детально разобраться, какой геологический уровень имелся при этом в виду. В работе (Шурыгин и др., 2000) прямо указано, что в верхах верхнего бата произошел перелом, начало трансгрессии. Это событие и датируется верхним батом. Если это так, то с таким выводом следует полностью согласиться. Возможно, трансгрессия началась даже еще раньше – в середине батского века. Однако, она не имеет отношения к васюганскому горизонту и является финальной трансгрессией малышевского горизонта. В геологическом плане терминальная тюменская трансгрессия представляет собой полный аналог надугольной трансгрессии в верхах васюганской и наунакской свит.

Если мы изменяем геологическое положение границы, то это автоматически влечет за собой пересмотр ее возраста. Датировка индукционного репера представляет собой самостоятельную задачу и должна решаться палеонтологами. Пока можно лишь предположить, что подошва васюганского горизонта должна «вернуться» в келловейский ярус.

Аналогичная ситуация имеет место на верхней границе горизонта. Трансгрессивная пачка – только надугольная. Георгиевский горизонт

начинается с регрессии, базальная пачка которой может быть представлена индукционным репером, а в литологическом плане – «мусорным» пластом небольшой мощности (первые метры), содержащим грубозернистый плохо сортированный материал, различные «инородные» включения и т.д. В удаленных от палеоберега районах базальный пласт в указанном виде может отсутствовать, а разрез в этом случае начинается пачкой тонкоотмученных оскольчатых глин, образующей в стенках скважин каверну и имеющей специфическую каротажную и сейсмическую характеристику.

Таким образом, под названием «пласты типа Ю₂⁰» в литературе понимаются два совершенно разных природных объекта, непосредственно контактирующие между собой в разрезах, но тем не менее находящиеся по разные стороны «баррикад»: (1) трансгрессивная пачка в верхах нижележащего горизонта и (2) базальная пачка в низах вышележащего горизонта, в основании регрессивной серии новой геосеквенции. Для второй из них в качестве синонима предлагается термин «индукционный репер», т.к. он более специфичен и прямо указывает на объект.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Атлас моллюсков и фораминифер морских отложений верхней юры и неокома Западно-Сибирской нефтегазоносной области. В 2-х томах [Текст] / М.: Недра, 1990. – Т. 1. – 286 с.
2. Бейзель А.Л. Изменения интенсивности сноса осадков – основной фактор образования осадочных комплексов (на материале юры Западной Сибири) [Текст]: / А.Л.Бейзель // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5–6. – С. 34–44.
3. Бейзель А.Л. Аналогии континентальных поверхностей выравнивания в морских разрезах (на примере юры Западной Сибири) [Текст] / А.Л. Бейзель // Литосфера. – 2009. – № 1. – С. 103–108.
4. Конторович А.Э., Казаненков В.А., Вакуленко Л.Г., Топешко В.А., Саенко Л.С., Николенко О.Д., Миткарев В.А. Палеогеография центральных и южных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна в батское время [Текст]: А.Э. Конторович, В.А. Казаненков, Л.Г. Вакуленко, В.А. Топешко, Л.С. Саенко, О.Д. Николенко, В.А. Миткарев / Материалы первого Всероссийского совещания «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии». М.: ГИН РАН. – 2005. – С. 141–143.
5. Конторович В.А., Калинина Л.М., Бердникова С.А., Лапковский В.В., Поляков А.А., Соловьев М.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности келловей-волжских отложений Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления [Текст]: В.А. Конторович, Л.М. Калинина, С.А. Бердникова, В.В. Лапковский, А.А. Поляков, М.В. Соловьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. – № 1. – С. 4–11.
6. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины [Текст]. – Тюмень, 1991. – 54 с.

7. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. [Текст]. – Новосибирск, 2004.

8. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П., Ильина В.И., Меледина С.В., Гайдебурова Е.А., Дзюба О.С., Казаков А.М., Могучева Н.К. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система [Текст] / Б.Н. Шурыгин, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятов, В.И. Ильина, С.В. Меледина, Е.А. Гайдебурова, О.С. Дзюба, А.М. Казаков, Н.К. Могучева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. – 480 с.

© А.Л. Бейзель, 2010

УДК 550.837.3

Е.В. Балков

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

КОМБИНИРОВАНИЕ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ

E.V. Balkov

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

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

DC TOMOGRAPHY ARRAY COMBINATION

The paper is devoted to application of different array types and its combinations for dc tomography method. It includes the brief review of present-day world wide experience in this field. It will be shown by numerical modeling that combined inversion of a number of standard array types improves the resolution of method. Some case study is presented as well.

Введение

Настоящее время характеризуется бурным развитием геофизических методов и их активным применением в различных смежных областях, таких как экология, археология, инженерная геология, гидрогеология, инженерно-геологические изыскания для строительства, городское коммунальное хозяйство и т.п. В частности в последнее время получил развитие и внедрение такой малоглубинный метод, как электротомография.

На сегодняшний день широкое применение при полевых работах нашел лишь ограниченный набор установок. Эти установки (см. рис. 1.) зачастую называют стандартными. Каждая установка имеет различные особенности практического применения. Выбор установки в значительной степени зависит от поставленной задачи и существенно влияет на результат полевых работ.

Стандартные установки для электротомографии и особенности их использования

Современное аппаратное и программное обеспечение электротомографии, как правило, поддерживает типы установок, представленные на рис. 1 [Dahlin and Zhou, 2004].

В настоящее время опубликован ряд работ, направленных на исследования характеристик отдельных установок и их комбинаций. Так в работе [Loke, 2009] приводится следующая характеристика стандартных установок. Установка Веннера характеризуется высоким уровнем сигнала, хорошей чувствительностью к горизонтальным границам, плохой чувствительностью к вертикальным границам, средней эффективной глубиной ($a/2$) и малым горизонтальным покрытием, изучаемой области. Дипольная установка характеризуется низким уровнем сигнала, хорошей чувствительностью к

вертикальным границам, средней чувствительностью к горизонтальным границам, глубиной на 20 % меньшей, чем у Веннера и средним горизонтальным покрытием. Установка Шлюмберже обладает одинаковой чувствительностью к горизонтальным и вертикальным границам, являясь компромиссом между установками Веннера и дипольной, глубиной на 10% большей, чем у Веннера и средним горизонтальным покрытием. Двухэлектродная установка обладает наибольшим горизонтальным покрытием и глубиной, однако имеет наихудшее разрешение и существенную зашумленность. Трехэлектродная установка, также как и двухэлектродная, имеет хорошее горизонтальное покрытие и большую глубину, сочетая это с помехоустойчивостью и высоким уровнем сигнала. Аналогично дипольной, трехэлектродная установка имеет большую чувствительность к горизонтальным неоднородностям. Асимметрия установки может привести к асимметрии результата инверсии, однако этого можно избежать, комбинируя измерения «прямой и обратной» трехэлектродными установками.

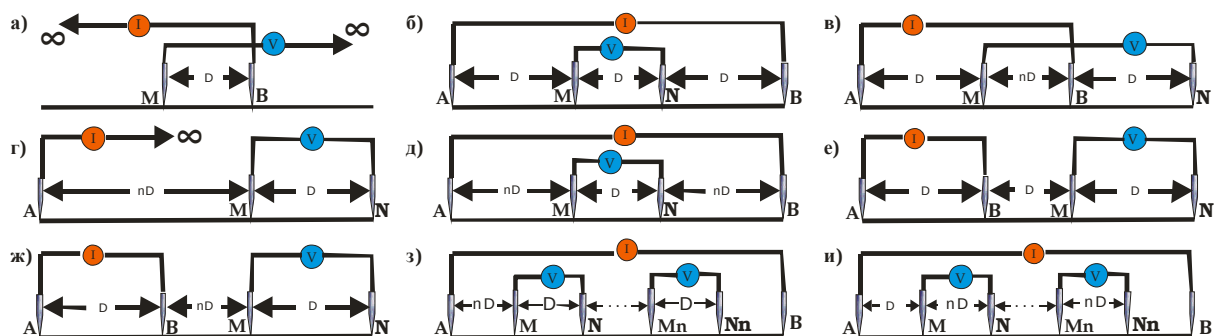


Рис. 1. Стандартные установки, применяемые в электротомографии: (а) двухэлектродная, (б) Веннера, (в) гамма - типа, (г) трехэлектродная, (д) Шлюмберже, (е) Веннера бета - типа, (ж) дипольная осевая, (з) градиентная, (и) градиентная срединная

В публикации [Dahlin and Zhou, 2004] проводится теоретический анализ разрешающей способности десяти различных типов установок для 2D электротомографии. В результате подробного анализа на различных синтетических моделях делается вывод о том, что наиболее эффективными необходимо считать градиентные, трехэлектродную, дипольную установки, а также установку Шлюмберже.

В работе [Бобачев и др., 2005] проводится аналогичная классификация стандартных установок с близкими по существу выводами, дополнительно гласящая о том, что основным путем повышения эффективности полевых наблюдений является комбинированная съемка с несколькими установками и совместная обработка полученных данных. Наиболее эффективным является комбинирование прямой и обратной трехэлектродной установки, альтернативой чему является комбинирование установок Шлюмберже и дипольной.

В результате теоретических и экспериментальных исследований [Candansayar and Basokur, 2001] авторы рекомендуют использование прямой и обратной трехэлектродной установки, которая обеспечивает наибольшую глубину и разрешающую способность среди стандартных установок. В

последующей своей работе [Candansayar, 2008] автор показывает, что комбинированная инверсия произвольных пар стандартных установок повышает разрешающую способность по сравнению с индивидуальной инверсией. Кроме того, показано, что комбинированная инверсия прямой и обратной трехэлектродной установки с дипольной установкой дает результат, превосходящий результаты комбинированной инверсии любой пары стандартных установок.

Сравнение установок электротомографии на синтетических данных

Для исследования возможностей стандартных установок метода электротомографии при картировании рельефа плотика было проведено моделирование и последующая инверсия на модели золотосодержащего месторождения. Геоэлектрическая модель россыпного месторождения, построенная на базе опорного геологического профиля с априорными значениями удельного сопротивления слоев, представлена на рис. 2.

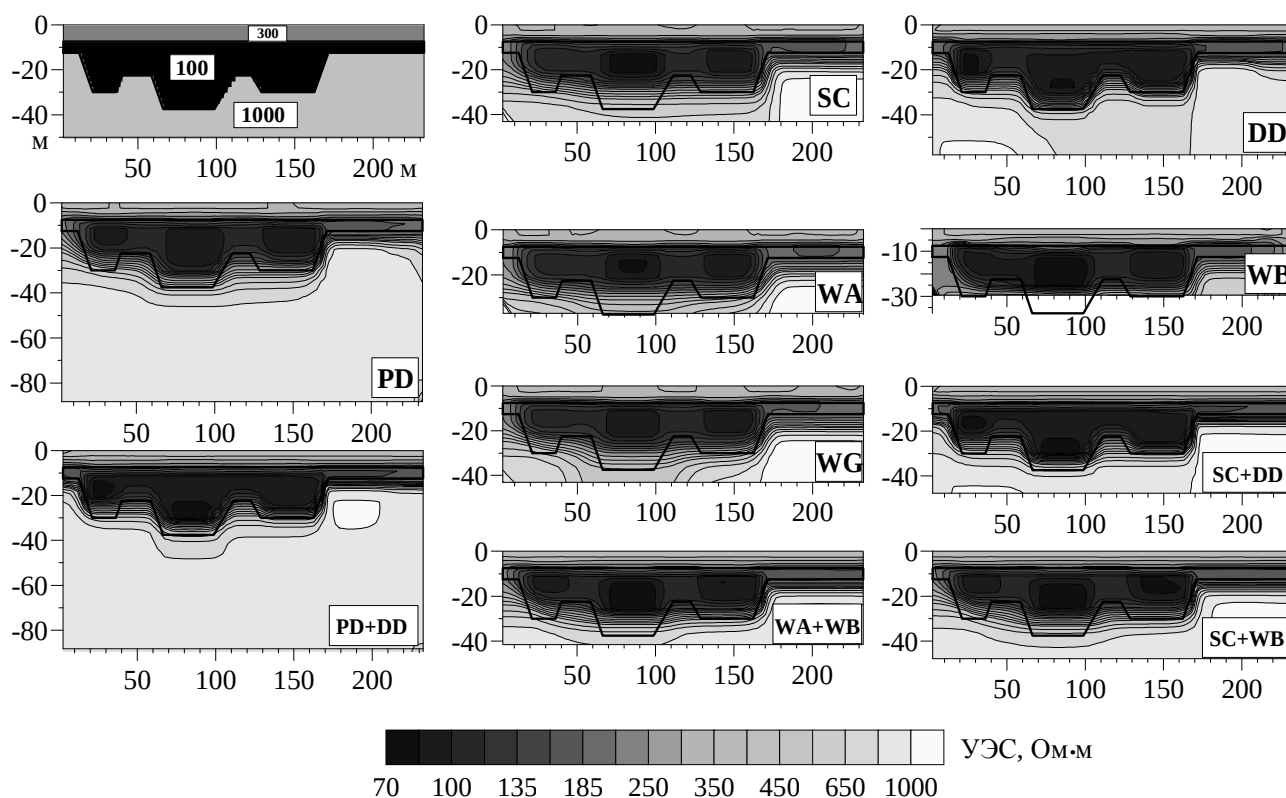


Рис. 2. Геоэлектрическая модель, имитирующая изменяющийся рельеф плотика (УЭС 1000 Ом·м), перекрытого двухслойными аллювиальными отложениями (УЭС 300 и 100 Ом·м). Результаты индивидуальной и комбинированной инверсии синтетических данных, рассчитанных для различных установок: Шлюмберже (SC), дипольной (DD), трехэлектродной (PD) и Веннера альфа, бета и гамма типов (WA, WB, WG)

С помощью программного обеспечения Res2DMod (v 3.0) было проведено моделирование сигналов для шести типов установок (см. рис. 2). Далее синтетические данные для этих установок и некоторых их комбинаций были обращены с помощью программы Res2DInv (v. 3.55). Использовался алгоритм робастной инверсии с семью итерациями и расширенной до прямоугольной

пространственной сеткой. Результаты инверсии в виде геоэлектрических разрезов для 10 различных установок и их комбинаций приведены на рис. 2.

Наилучшее воспроизведение исходной модели, а значит и разрешающая способность, достигается дипольной установкой (DD). Разрешающая способность трехэлектродной (PD) несколько ниже. Разрешение, полученное установками Шлюмберже и Веннера – значительно ниже, при несущественном превосходстве Шлюмберже и Веннера γ -типа. Трехэлектродная установка имеет существенно большую глубину исследования, превосходя остальные установки в 1.5–2.5 раза.

Результаты комбинированной инверсии превосходят по качеству воспроизведения исходной модели результаты соответствующих индивидуальных инверсий. Так комбинирование трехэлектродной и дипольной (PD+DD) установок при сохранении глубины исследования повышает итоговую разрешающую способность. Совместная инверсия установок Шлюмберже и дипольной (SC+DD) повышает вертикальное разрешение дипольной установки. Использование установок Веннера актуально в случае высокого уровня помех и, аналогичным образом, в комбинациях приводит к улучшению результата инверсии.

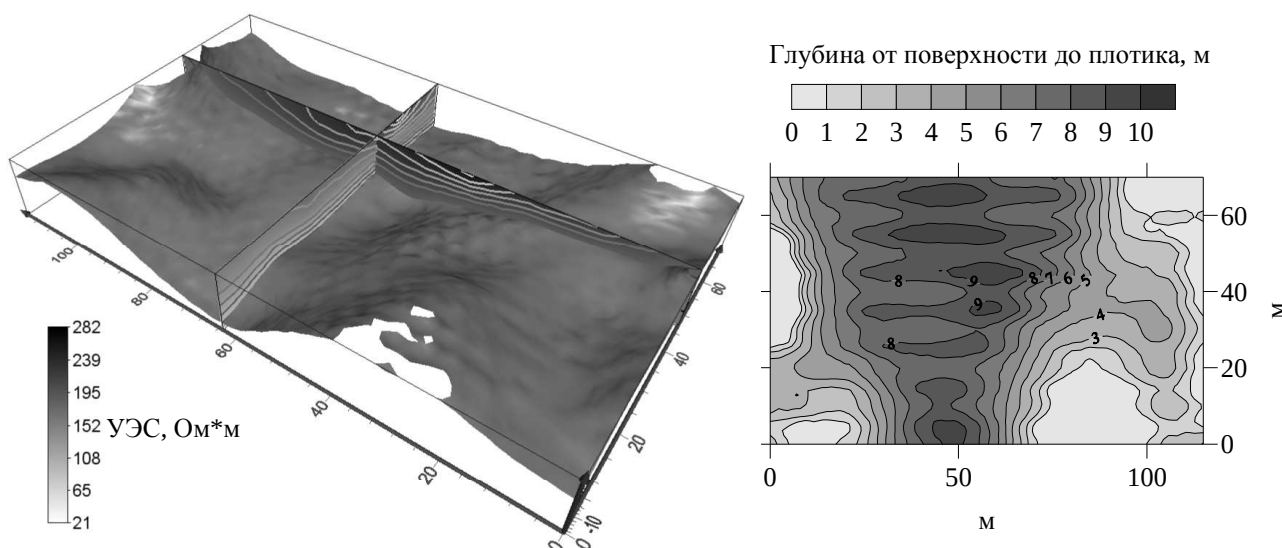


Рис. 3. Картирование рельефа плотика. Слева – геоэлектрические разрезы и изоповерхность значения 100 $\Omega \cdot m$. Справа – расчетная карта значений глубины плотика от дневной поверхности

Пример применения – картирование глубины плотика

Здесь приведены некоторые результаты, полученные на рассыпном месторождении золота. Информация о рельефе коренных пород, на которых и лежит золотосодержащий слой грунта, позволяет более точно планировать геометрию карьера, выбирать места для сооружения водоотводных канав и мест складирования вскрышных пород. Особенно ценна эта информация в сложных условиях слияния рек, резкого изгиба русла.

Площадка размером $70 \times 115 \text{ м}^2$, состоит из 8 профилей, с расстоянием 10 метров между ними. В работе использованы две установки – Шлюмберже и дипольная. Трехмерная инверсия совмещенных данных проведена с помощью

программного обеспечения Res3DInv. Изоповерхность (рис. 3), соответствующая рельефу подстилающих коренных пород, построенная по значению удельного электрического сопротивления 100 Ом•м, хорошо согласуется с данными бурения.

Заключение и благодарности

Опыт применения электротомографии показывает высокую эффективность метода для различного рода малоглубинных изысканий. При этом производительность современной аппаратуры позволяет получать большое количество комбинированных данных различными установками, что, как показано в настоящей работе, а также авторами освещенных выше публикаций ведет к улучшению качества данных, области покрытия исследуемого участка и итоговой разрешающей способности.

Работа выполнена при финансовой поддержке грантов: РФФИ №№ 09-06-00204, 09-06-10006, «Интеграция» СО РАН № 16; Государственного контракта № П1270 в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бобачев А.А., Горбунов А.А. 2004. Двумерная электроразведка методом сопротивлений и вызванной поляризации: аппаратура, методики, программное обеспечение. // Разведка и охрана недр. – 12. – С. 52–54.
2. Панин Г.Л. 2009. Многоэлектродная аппаратура методов сопротивлений «Скала-48». Материалы конференции: инженерная и рудная геофизика, Геленджик, 2 с.
3. Candansayar M.E. 2008. Two-dimensional individual and joint inversion of three- and four-electrode array dc resistivity data. J. Geophys. 5, 290–300.
4. Candansayar M.E., Basokur A.T. 2001. Detecting small-scale targets by the 2D inversion of two-sided three-electrode data: application to an archaeological survey. Geophysical Prospecting 49, 40–58.
5. Dahlin T., Zhou B. 2004. A Numerical Comparison of 2D Resistivity Imaging with Ten Electrode Arrays. Geophysical Prospecting 52, 379–398.
6. Loke M.H. 2009. Tutorial: 2-D and 3-D electrical imaging surveys. 144 p.
7. Szalai S., Szarka L. 2008. On the classification of surface geoelectric arrays. Geophysical Prospecting 56, 159–175.

© *Е.В. Балков*, 2010

УДК 528

Д.Е. Аюнов¹, А.А. Калинин²

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск, ²ИВМиМГ СО РАН, Новосибирск

РЕЗУЛЬТАТЫ ДВУХТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА НАГРЕВАНИЯ ГИДРАТСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД ИГОЛЬЧАТЫМ ЗОНДОМ

Моделирование процесса нагревания гидратсодержащих пород игольчатым зондом показывает, что разложение гидрата происходит в первых миллиметрах от иглы. Расчеты, как и физический эксперимент, фиксируют снижение темпа роста температуры зонда после наступления фазового перехода. При использованном в расчетах наборе параметров это снижение приводит в итоге к падению температуры зонда, что иногда наблюдается и в эксперименте.

D.E. Ayunov¹, A.A. Kalinkin²

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

²Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics of the SB RAS, Acad. Koptyug av. 6, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

TWO-TEMPERATURE SIMULATION RESULTS OF HYDRATE-BEARING ROCK NEEDLE-SHAPED PROBE HEATING PROCESS

Calculations confirm the assumption that hydrate decomposition take place in first millimeters from probe. Math simulation as a physical experiments shows slowdown of temperature increase of probe after beginning change of phase process. Having specified parametrs set in calculations, the increasing results in lowering of probe temperature. This effect is observed in experiments.

Для создания геотермического метода поисков гидратов метана в поддонных осадках водоемов производилось физическое и математическое исследование температурного поля линейного источника тепла, помещенного в гидратсодержащую среду [1].

Проведено несколько десятков экспериментов по моделированию гидратсодержащих образцов и измерению их коэффициента теплопроводности при разных давлениях. Получены два типа термограмм, характеризующие две принципиально различные обстановки: стабильную и нестабильную (в процессе распада гидрата при нагревании) [2, 3].

В качестве математической модели взята двухтемпературная модель тепловых процессов линейного нагревателя в сложной гетерогенной системе, состоящей из «осадочная порода (в дальнейшем – каркас) – газогидрат – вода». Гомогенизация осуществляется аналогично моделям фильтрации многофазной жидкости: элементы гетерогенной системы моделируются сплошными средами,

между температурами которых осуществляется ньютоновский межфазный теплообмен. При этом для описания фазового перехода в системе «гидрат-вода» предлагается использовать нелинейное условие Стефана в энтальпийной постановке [4, 5]. В основу вычислительного алгоритма положена аппроксимация по методу конечных элементов. С учетом осевой симметрии рассматривается одномерная модель. Оценочные расчеты показали, что предложенная схема математического моделирования температурного поля линейного источника тепла, помещенного в гидратсодержащую среду, показывает результаты, в целом соответствующие физическим экспериментам.

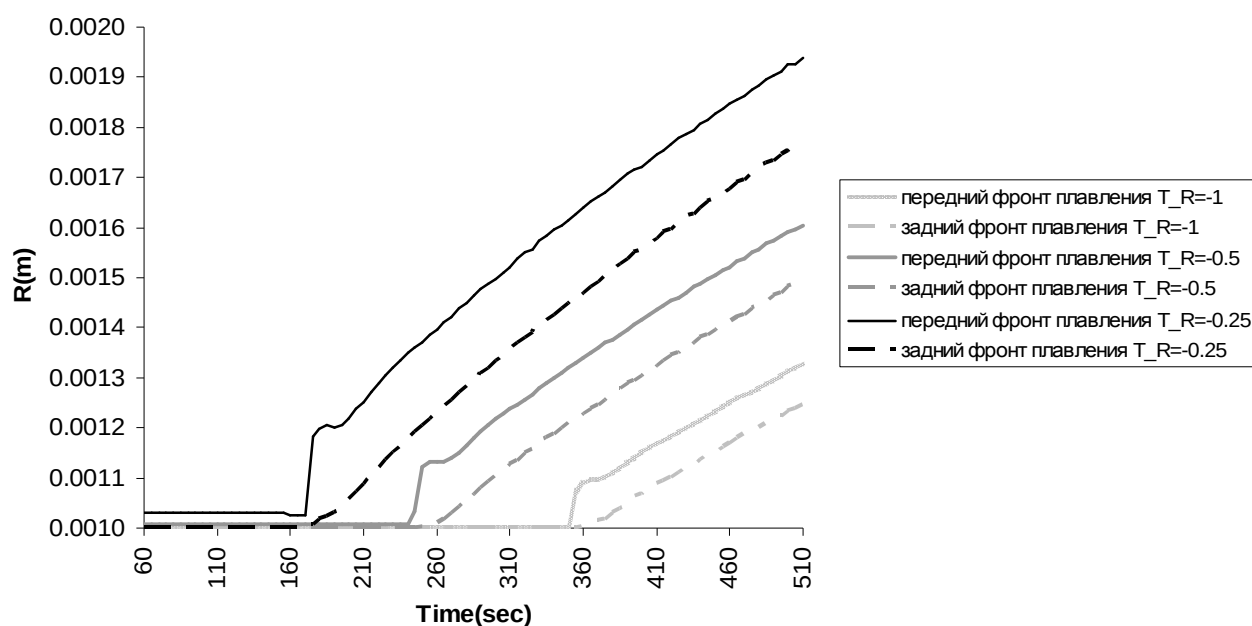


Рис. 1. Положение фронтов плавления гидратов при разных начальных температурах T_R : $-1.0\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-0.25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ось X – время, ось Y – расстояние R от стенки зонда, в м (радиус зонда $1 \cdot 10^{-3}$ м); мощность нагревателя $Q = 10\text{ Вт/м}$, коэффициент интенсивности теплообмена между фазами $\alpha = 1 \cdot 10^8\text{ Вт/м}^3\text{K}$, массовая доля гидрата $m = 0,05$, температура фазового перехода равна $0\text{ }^{\circ}\text{C}$

Рассчитаны другие характеристики теплового поля вокруг зонда. На рис. 1 показаны результаты расчётов, иллюстрирующих процесс формирования и перемещения зоны фазового перехода (зоны плавления гидратов), возникающей при прогревании гидратсодержащего образца цилиндрическим источником тепла. Расчет показывает, что начало формирования зоны плавления определяется начальной температурой образца (T_R). Мощность зоны фазового перехода составляет $0,1\text{--}0,2\text{ мм}$ и на протяжении всего расчетного времени (до 500 сек) сохраняется. Разложению гидрата предшествует период нагревания образца до $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течении $170\text{--}350\text{ сек.}$ в зависимости от величины T_R . При достижении температуры фазового перехода возникает зона плавления (на рисунке мгновенное формирование зоны плавления переднего фронта толщиной $0,1\text{--}0,2\text{ мм}$ объясняется типичным сеточным эффектом), которая

далее начинает медленно передвигаться от зонда (нагревателя) в образец со скоростью порядка $(2-3) \cdot 10^{-6}$ м/сек. За расчётное время (порядка 500 сек) гидрат расплавляется в незначительной (не больше радиуса зонда) части образца вокруг нагревателя.

5

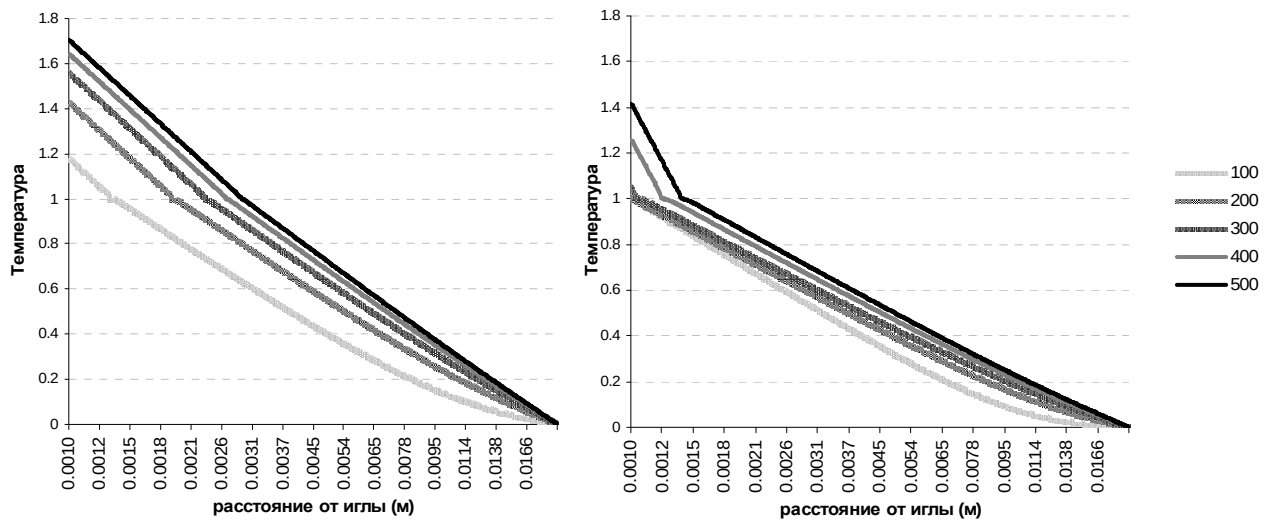


Рис. 2. Расчетные термограммы для интервала от иглы до стенки термостата в разные моменты времени (100, ... 500 сек, см. легенду) после включения нагревателя для двух сред образца: $m = 0.05$ (слева) и $m = 0.70$ (справа). Температура фазового перехода гидрата равна 1°C , изначальная температура среды 0°C , $Q = 10 \text{ Вт/м}$, $\alpha = 1 \cdot 10^8 \text{ Вт/м}^3\text{К}$

На рис. 2. математическая модель иллюстрирует, каким образом измеряется температурная картина в образце на разном расстоянии от иглы в разные моменты времени. Рассмотрены две ситуации с массовой долей гидрата 0.05 и 0.70. В обоих случаях на термограммы имеют излом в местах текущего положения границы фазового перехода. Поскольку теплопроводности гидрата и воды одинаковые, то излом можно объяснить расходом тепла на фазовый переход гидрата в воду. Это приводит к тому, что среда за фазовой границей прогревается медленнее, чем среда без гидрата или, которая содержит гидрата меньше.

Расчеты подтверждают предположение, что за время эксперимента, происходит разложение гидрата в первых миллиметрах. Через 500 секунд после включения нагревателя фронт разложения достигает расстояния 1.4 мм (при $m = 0.7$) и 3мм (при $m = 0.05$) от иглы (рис. 2).

Другие результаты. Математическое моделирование, как и физический эксперимент, фиксируют снижение темпа роста температуры зонда после начала процесса фазового перехода. При определенном наборе параметров, использованном в расчетах, это снижение приводит в итоге к падению температуры зонда, что иногда наблюдается и в эксперименте.

Серия математических расчетов демонстрируют не только некоторое сходство с результатами физических экспериментов, но и существенные отличия, требующие в дальнейшем разьяснения.

Работа поддержана грантом РФФИ № 08-05-00804-а и Интеграционным проектом СО РАН № 62 «Фундаментальные вопросы физической химии газовых гидратов – исследования в интересах практического использования».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Пермяков М.Е., Казанцев С.А. Результаты исследований, направленных на развитие геотермического метода поисков поддонных скоплений гидратов метана // 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: СГГА, 2009. – с. 183–188.

2. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Казанцев С.А., Пермяков М.Е., Огиенко А.Г. Экспериментальное моделирование и измерение теплопроводности пород, содержащих гидраты метана // Доклады АН, 2006, т. 408, №5, 656–659.

3. Дучков А.Д., Манаков А.Ю., Казанцев С.А., Пермяков М.Е., Огиенко А.Г. Измерение теплопроводности синтетических образцов донных осадков, содержащих гидраты метана // Физика Земли. – 2009. – № 8. – С. 42–50.

4. Калинин А.А., Лаевский Ю.М. Двухтемпературная численная модель теплопереноса в газогидратах // Тез. докл. всерос. конф. по вычислительной математике КВМ-2009. – Новосибирск. – 2009.

5. Калинин А.А., Лаевский Ю.М. Двухтемпературная модель гидратсодержащей породы // Тезисы докладов Международной научной конференции «Современные проблемы вычислительной математики и математической физики» памяти А.А. Самарского, Москва, 18-20 июня 2009. – М.: МГУ, 2009. – С. 67–68.

© Д.Е. Аюнов, А.А. Калинин, 2010

УДК 537

Ю.Н. Антонов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ИЗОПАРАМЕТРИЧЕСКИЕ ЗОНДИРОВАНИЯ ИЗ СКВАЖИН

Новый способ высокочастотного электромагнитного каротажного изопараметрического зондирования (ВЭМКИЗ) использует асинхронные гармонические частоты и зонды, состоящие из двух индукторов [1]. Назначение ВЭМКИЗ совпадает с задачами высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Преимущества способа ВЭМКИЗ заключаются в большей информации о свойствах коллекторов. Численным моделированием показаны ожидаемые преимущества нового способа зондирования.

Yu.N. Antonov

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

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

ELECTROMAGNETIC IZOPARAMETRIC SONDING FROM WELLS

The new way of high frequency electromagnetic logging izoparametric soundings (VEMKIZ) uses asynchronous harmonic frequencies and probes, consisting of two induction heaters [1]. Appointment of VEMKIZ coincides with the objectives of high frequency induction logging izoparametric soundings (VIKIZ). Advantages of how VEMKIZ is more information about the properties of the reservoir. Numerical modeling shows the expected benefits new way of soundings.

В настоящее время существуют различные аппаратурно-методические решения на основе индукционного зондирования, отличающихся количеством и длинами зондов, работающих на различных частотах. Одной из успешных реализаций является метод высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) [2, 3], нашедший широкое применение в практике геофизических исследований нефтегазовых скважин [3]. Однако, в методе ВИКИЗ количество измеряемых характеристик поля сопоставимо с количеством неизвестных параметров, возникающих при бурении пласта-коллектора. В таких условиях создается неоднозначность в определении его емкостных свойств.

Развитие индукционного зондирования основано на принципах подбора зондовых систем и увеличения измеряемых характеристик электромагнитного

поля. Такое сочетание позволяет "уплотнить" сигналы в направлении от скважины вглубь пласта с детальным отображением неоднородностей.

Метод ВЭМКИЗ позволяет получить в три-четыре раза больший объем информации, чем метод ВИКИЗ, и от большего объема среды.

Способ ВЭМКИЗ содержит девять зондов разной длины с двумя индукторами. Все генераторные индукторы работают на частоте, отличающейся от частоты смежных зондов. Между измерительными индукторами смежных зондов измеряют разность фаз, что обеспечивает фокусировку откликов от среды.

Теория ВЭМКИЗ определяется известными решениями для методов электромагнитного каротажа в квазистационарном приближении [4, 5, 6].

Обоснование ВЭМКИЗ. Комплекс ВЭМКИЗ основан на соблюдении постоянства следующего произведения или электродинамического изопараметра:

$$L_1 \sqrt{w_1} = L_2 \sqrt{w_2} = \dots = L_{i-1} \sqrt{w_{i-1}} = L_i \sqrt{w_i} = \text{const}.$$

Здесь $L_1 < L_2 < \dots < L_{i-1} < L_i$ – последовательность длин зондов по мере их увеличения; $w_1 > w_2 > \dots > w_{i-1} > w_i$ – последовательность частоты гармонических колебаний по мере их уменьшения.

Принято называть зонды смежными в порядке увеличения их цифрового индекса.

В соответствии с равенствами (6), отношения длин и отношения частот смежных зондов являются величинами постоянными для всего зондового комплекса ВЭМКИЗ:

$$L_1 / L_2 < L_2 / L_3 < \dots < L_{i-1} / L_i;$$

$$\omega_1 / \omega_2 > \omega_2 / \omega_3 > \dots > \omega_{i-1} / \omega_i.$$

Длины зондов и частоты определяются численным моделированием разрешающей способности и чувствительности к параметрам неоднородной среды.

Комплекс ВЭМКИЗ имеет два варианта зондирования.

Первым вариантом измеряют разности фаз на высокой частоте ($\uparrow$):

$$\Delta\varphi_{1-2}^{\uparrow} = \varphi_1 - \frac{\omega_1}{\omega_2} \varphi_2 - \Delta\varphi_{2-3}^{\uparrow} = \varphi_2 - \frac{\omega_2}{\omega_3} \varphi_3 - \dots - \Delta\varphi_{(8-9)}^{\uparrow} = \varphi_8 - \frac{\omega_8}{\omega_9} \varphi_9.$$

Вторым вариантом измеряют разности фаз на низкой частоте ($\downarrow$):

$$\Delta\varphi_{1-2}^{\downarrow} = \frac{\omega_2}{\omega_1} \varphi_1 - \varphi_2 - \Delta\varphi_{2-3}^{\downarrow} = \frac{\omega_3}{\omega_2} \varphi_2 - \varphi_3 - \Delta\varphi_{(8-9)}^{\downarrow} = \frac{\omega_9}{\omega_8} \varphi_8 - \varphi_9.$$

Два варианта зондирования различаются пространственными характеристиками относительно геоэлектрического разреза. Первый - обеспечивает повышенную разрешающую способность пространственного зондирования среды, а второй - большую глубинность исследования среды.

Модели однородной изотропной среды. Зондовая система ВЭМКИЗ включает часть зондов, характеристики которых аналогичны зондам ВИКИЗ по

длине и частоте: 0,5 м – 14 МГц, 1 м – 7 МГц и 2 м – 0,875 МГц. Отметим, что системой ВЭМКИЗ можно измерять 16 характеристик: 8 "высокочастотных" и 8 "низкочастотных" разностей фаз.

На рис. 1 приведены зависимости приведенных разностей фаз от обобщенного параметра (индукционного числа) для различных коэффициентов приведения (шифры кривых). Модель среды – однородная среда.

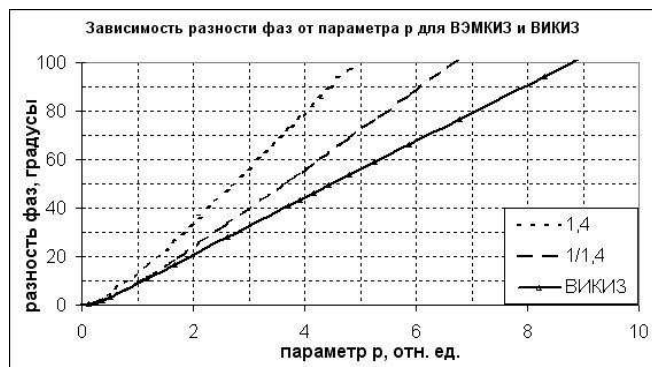


Рис. 1. Сопоставление методов ВЭМКИЗ и ВИКИЗ. Два комплекса ВЭМКИЗ, каждый из которых представлен тремя "высокочастотными" и тремя "низкочастотными" коэффициентами приведения. Кривая черного цвета соответствует зондовому комплексу ВИКИЗ

Из приведенных графиков можно сделать вывод о различной чувствительности к параметрам однородной среды зондовых комплексов ВЭМКИЗ и ВИКИЗ. Увеличение параметра P соответствует увеличению удельной электропроводности среды. Выбором коэффициента определяет чувствительность зондов к параметрам среды.

Модели неоднородных сред. Анализ фазовых характеристик ВЭМКИЗ выполнен с коэффициентами приведения равными 1,4 и 1/1,4. Это позволяет сохранить характеристики части

зондов ВИКИЗ в ансамбле зондов ВЭМКИЗ. Промежуточные шесть зондов ВЭМКИЗ, различаясь длинами и рабочими частотами, определяются произведением – $L_i \sqrt{w_i} = const$.

Изучение возможностей метода ВЭМКИЗ в радиально-неоднородных средах ("скважина – пласт", "скважина – зона проникновения – пласт" и т. п.) основано на анализе численного моделирования цилиндрически-слоистых сред [6].

Рассмотрены различные комбинации параметров в двухслойных и трёхслойных моделях каротажа. Выбор параметров основан на статистических материалах, накопленных геофизическими организациями Сургута, Нижневартовска, Ноябрьска и др. районов в Западной Сибири.

Радиальные характеристики. Разрешающая способность зондовых систем каротажа является одной из главных характеристик при оценке истинных и техногенных неоднородностей в разрезе пластов-коллекторов.

Радиальные характеристики зондирующего комплекса отражают все изменения электрических свойств в радиусе их глубины исследования с тем большей достоверностью, чем выше локальность отклика-сигнала каждого из зондов, входящих в комплекс. Такие характеристики позволяют судить о разрешающей способности зондового комплекса.

Для описания радиальной разрешающей способности зондирующих систем введены характеристики двух типов [2]. Первый тип характеристик определяется отношением сигнала (например, разности фаз – $\Delta\varphi$), измеренного в радиально-неоднородной среде, к сигналу $\Delta\varphi_0$ в однородной среде с УЭС пласта:

$$R_i = \frac{\Delta\varphi_i}{\Delta\varphi_0}, i - \text{номер зонда или пары зондов.}$$

Второй тип определяется зависимостью относительной погрешности определения УЭС пласта от внешнего радиуса изменённой около скважинной зоны.

Остановимся на рассмотрении радиальных характеристик первого типа, который описывает возможности каждого из зондов в отдельности. Этот тип радиальных характеристик анализируется с позиций как можно лучшего совпадения кажущегося сопротивления с "истинным" сопротивлением пласта [3, 4].

Рассмотрим радиальные характеристики ВЭМКИЗ и ВИКИЗ в различных модельных ситуациях.

Модель среды – "скважина – пласт". Двухслойная модель может соответствовать сцементированным песчаникам или некоторым типам уплотненных глин.

Результаты моделирования представлены отношением сигнала в неоднородной среде к сигналу в однородной среде с параметрами пласта.

Относительные характеристики позволяют оценить искажающее влияние скважины и характеризуют возможности зондов исключать параметры скважины.

Ограничимся стандартными условиями бурения скважин в Западной Сибири (диаметр скважины – 0,216 м, сопротивление скважины варьируется в диапазоне от 0,5 Ом·м до 2 Ом·м, удельные сопротивления пластов изменяются от 1 до 45 Ом·м).

Графики на рисунках 5, отражают отсутствие влияния параметров скважины на весь комплекс зондов, включая самые короткие зонды. Кроме этого, чувствительность зондов ВЭМКИЗ к удельному сопротивлению выше, чем для зондов ВИКИЗ. Детальный анализ показал, что зонды ВЭМКИЗ обладают более высокой степенью фокусировки.

Модель среды – "скважина – зона проникновения – пласт". На рис.6 ось ординат представлена отношением

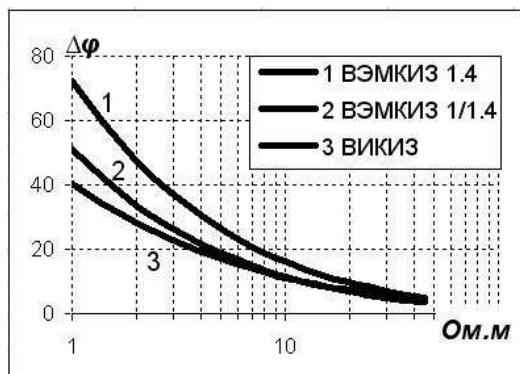


Рис. 5. Зависимости максимальной (1) и минимальной (2) приведённой разности фаз восьми пар смежных зондов ВЭМКИЗ и пяти зондов ВИКИЗ от УЭС среды. Модель "скважина – пласт". Скважина: диаметр – 0,216 м; УЭС – 2 Ом·м

сигнала от неоднородной среды к сигналу в однородной среде с параметрами пласта.

Как видно из графиков, зонды малой длины ВЭМКИЗ↑ имеют лучшую чувствительность к параметрам зоны проникновения. При этом радиальная глубина исследования зондами ВЭМКИЗ↑ и ВЭМКИЗ↓ больше, поскольку удельное сопротивление пластов определяется меньшими длинами зондов по сравнению с зондами ВИКИЗ. Таким образом, фокусирующие свойства фазовых характеристик ВЭМКИЗ превышают такие же свойства зондов ВИКИЗ. Сопоставление характеристик ВЭМКИЗ подтвердило теоретическую посылку о том, что "низкочастотный" вариант ВЭМКИЗ↓ обладает большей радиальной глубиной исследования, чем зонды "высокочастотного" варианта ВЭМКИЗ↑.

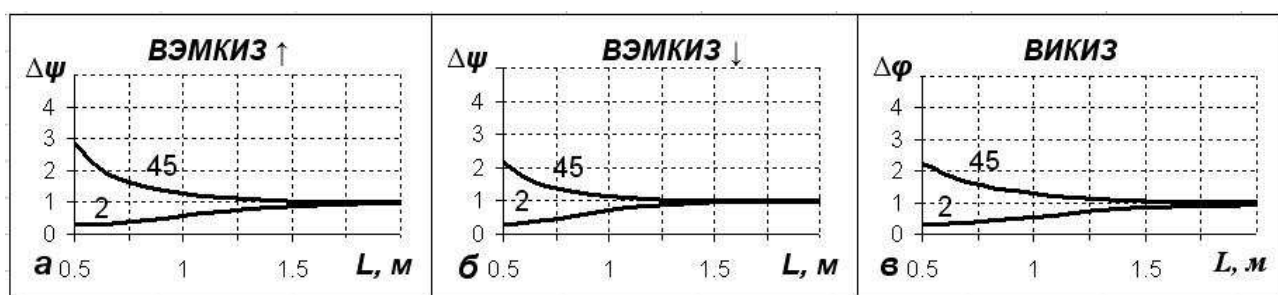


Рис.6, а, б, в. Зависимость относительной разности фаз от длины зонда в трёхслойной модели среды для способа ВЭМКИЗ и метода ВИКИЗ (шифр кривых – граничные значения интервала удельных сопротивлений пласта).

Параметры скважины ($\rho_c = 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $d_c = 0,216 \text{ м}$). Параметры зоны проникновения: $\rho_{зп} = 15 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $d_{зп} = 5 \cdot r_c$

Вертикальные характеристики. Достоверность результатов измерений в пластах – коллекторах с радиальными неоднородностями удельного сопротивления может быть зависимой и искаженной параметрами вмещающих пород. С целью оценки влияния параметров вмещающих пород исследовались вертикальные характеристики зондов ВЭМКИЗ, которые сопоставлялись с ВИКИЗ на одних и тех же модельных средах.

Априори можно утверждать то, что короткие зонды, питаемые токами более высокой частоты, обладают лучшей локальностью, чем зонды большей длины в пластах одной и той же толщины. Поскольку с уменьшением частоты для зондов большей длины вихревые токи индуцируются в большем объеме исследуемой среды, то вклад в измеряемые сигналы возможен от удаленных участков среды, в том числе и от вмещающих пласт пород. Эти эффекты исследовались на модели границы раздела полупространств с различными электропроводностями.

Модель с одной границей раздела сред. Сопоставление диаграмм профилирования ВЭМКИЗ и ВИКИЗ ограничено тремя идентичными по длине базовыми парами зондов с целью визуальной наглядности графического представления результатов моделирования. Все отсутствующие промежуточные данные "укладываются" в модельные данные базовых зондов.

Расчет кривых профилирования ВЭМКИЗ выполнен для максимальной и минимальной приведенных разностей фаз. Расположение элементов зонда при

профилировании произвольно. Точкой записи кривых зондами ВЭМКИЗ является середина между генераторной и приемной катушками.

В качестве примера, на рис. 6 приведены примеры профилирования одной границы раздела сред.

По вертикальной оси поля графиков отложены значения расстояний от границы раздела в метрах, а по горизонтальной оси – величина разности фаз в градусах. Параметры моделей приведены на рисунках.

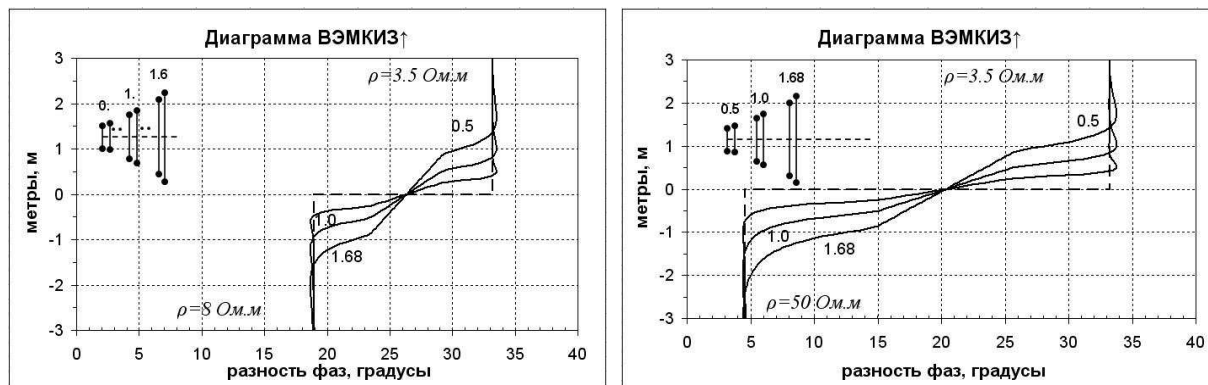


Рис. 7, а, б. Профилирование границы раздела сред с различными удельными сопротивлениями: а – модель малоcontrastная; б – модель с высокой контрастностью

Сравнивая кривые на рисунках можно отметить подобие профильных кривых. Влияние контрастности удельных сопротивлений сред завершается на расстояниях пропорциональных длинам зондов. Точкам на изгибе кривых соответствуют удаления индукторов зонда от границы между средами. При этом середина длины зондов приходится на границу раздела и становится "точкой записи зонда" кривой профилирования. Такой результат соответствует однородности среды по обе стороны от границы раздела. Изменение этих условий (принципа) можно толковать неоднородностью свойств, вызванных прослоями с малыми толщинами, на интервале соответствующего по длине зонда.

Физическое толкование результатов моделирования заключается в следующем. При увеличении частоты поля и электропроводности среды усиливается затухание поля. В этих условиях электромагнитное поле и его токи полностью находятся в соответствующей среде и не чувствует второго полупространства с другой электропроводностью. По мере увеличения длины зонда и уменьшения частоты возбуждаемого поля влияние смежного полупространства проявляется на большем расстоянии. Однако, в долях длины зонда эти расстояния равны для всех зондов ВЭМКИЗ, благодаря принципам изопараметричности зондовой системы.

Для компактности результатов моделирования пластов ограниченной мощности приводятся данные различных толщин пластов одного удельного сопротивления (8 Ом·м) заключенных в среды с равными удельными сопротивлениями (3.5 Ом·м). Толщины пластов изменялись с 0.8 до 4м.

Анализируя диаграммы на рис. 8, можно отметить следующее. Кривые ВЭМКИЗ ↑ отличаются от кривых ВИКИЗ, прежде всего, симметричностью

формы на интервале пластов. Другая особенность заключена в более высокой чувствительности фазовой характеристики к одним и тем же модельным параметрам.

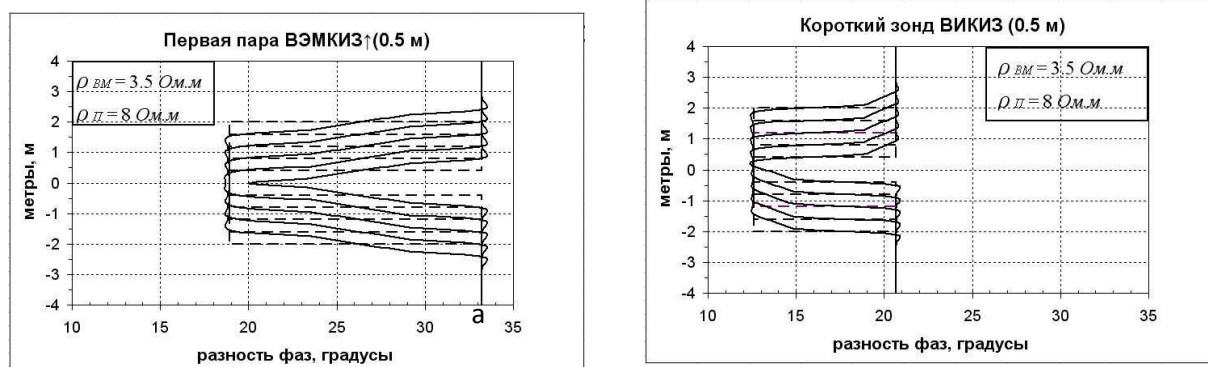


Рис. 8, а, б. Короткие зонды ВЭМКИЗ и ВИКИЗ в моделях пластов различной мощности – 0,8; 1,6; 2,4; 3,2 и 4,0 м

Если толщина пласта меньше длины зонда ВЭМКИЗ, то влияние вмещающих сред приводит к искажению формы кривой и кажущегося удельного сопротивления пласта. На рис.8 такие нарушения формы кривой показаны на примере пласта с толщиной 0,8 м.

Резюмируя, отметим, что вмещающие породы низкого УЭС не оказывают влияния на измерение пласта более высокого УЭС, если его мощность, по меньшей мере, в два раза больше длины зонда. Аналогичный результат получен для пластов с противоположной контрастностью удельных сопротивлений.

Заключение.

Исследования, выполненные на основе численного моделирования канонических моделей каротажа, позволили выявить новые потенциальные возможности для способа ВЭМКИЗ, которые, в ряде случаев, превышают возможности метода ВИКИЗ:

- В средах относительно низкого удельного сопротивления чувствительность зондов ВЭМКИЗ более высокая, чем у зондов ВИКИЗ;
- Установлено, что зонды ВЭМКИЗ, как и зонды ВИКИЗ, обладают высокой разрешающей способностью;
- Кривые профилирования приведенных разностей фаз ВЭМКИЗ симметричны относительно центра однородного пласта;
- Вмещающие породы не искажают измеряемые удельные сопротивления пластов, выполняемые методами ВЭМКИЗ и ВИКИЗ, если их толщины, в два раза больше длины зонда.

Благодаря большому количеству зондов ВЭМКИЗ, при равной с ВИКИЗ максимальной длине устройства зондов, уменьшается вероятность неоднозначного толкования (интерпретации) данных зондирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н. Патент № 2365946 на изобретение "Способ электромагнитного изопараметрического зондирования. Приоритет от 19.12.2007.
2. Антонов Ю.Н., Жмаев С.С. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). Методические рекомендации // Новосибирск: Институт геологии и геофизики СО АН СССР, 1979. – 104 с.
3. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. // Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, издательство СО РАН, 2000. – 122 с.
4. Эпов М.И., В.Н. Глинских. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия// Новосибирск: Академическое изд-во "Гео", 2005. – 98 с.
5. Даев Д.С. Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин. – М: Недра, 1974. – 192 с.
6. Дмитриев В.И. Осесимметричное электромагнитное поле в цилиндрически-слоистой среде // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1972. – № 11. – С. 20–29.
8. Горелик Г.С. Колебания и волны. Введение в акустику, радиофизику и оптику// Государственное издательство физико-математической литературы (издание второе). – М., 1959. – 29 с.

© Ю.Н. Антонов, 2010

РАЗВЕТВЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ УДАРНО-ВОЛНОВЫХ ТРУБОК

Ударная волна от одной из ударно-волновой трубки инициируемой любым способом воздействует потоком продуктов разложения на другие ударно-волновые трубки. Это инициирование трубки также обеспечивает такое же давление при возникновении и распространения в них ударно-волнового процесса.

V.V. Andreev², A.V. Gus'kov¹, K.E. Milevskiy¹, I.V. Naygeborin¹

¹Novosibirsk State Technical University (NSTU)

20 K. Marx's prospectus, Novosibirsk, 630092, Russian Federation

² Federal State Unitary Enterprise Novosibirsk mechanical plant «Iskra» (FSUE NMP «Iskra»)

8 Tchekalin, settlement Pashino, Novosibirsk, 630900, Russian Federation

BRANCHING DEVICE FOR SHOCK-WAVE TUBES

The shock wave from a shock-wave tubes initiated in any way affect the flow of the decomposition products of the other tubes. This initiated the tube, also provide the same pressure at the emergence and spread them in the shock-wave process.

В геофизике при зондировании земной коры активно используются массовые (многоскважинные) взрывы (рис. 1).

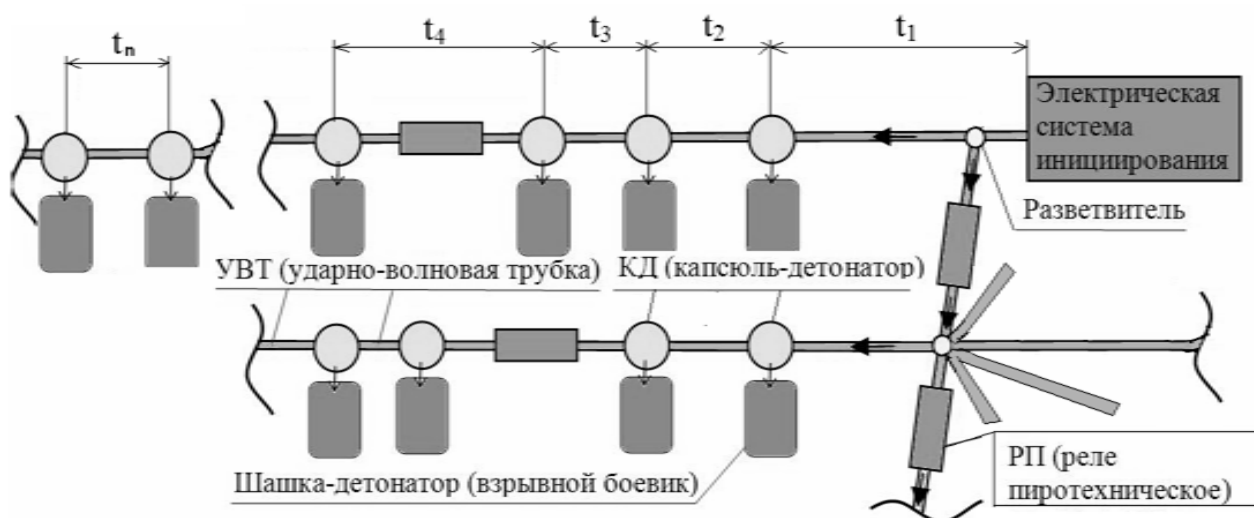


Рис. 1. Фрагмент схемы для массового взрыва

Одним из основных элементов создания массовых взрывов являются разветвляющее устройство, формирующие разводки взрыва рядов и скважин.

Для разводки детонации в системе неэлектрического инициирования необходимо устройство разветвления сети УВТ. Обычно для этого используются поверхностные системы инициирования детонации УВТ ударной волной, формируемой детонацией детонирующих шнуров или капсулей-детонаторов, системы инициирования капсуль-воспламенитель или электроразряд через торец УВТ.

Существует разветвитель огнепроводного шнура (ОШ) – патрон зажигательный бумажный[1] (ЗП-Б) в корпусе которого находится воспламенительный состав, в который вставляются встык несколько отрезков ОШ. Однако ЗП-Б не обеспечивает надежного инициирования УВТ. Также недостатком данного устройства является опасность в обращении с разветвителем из-за наличия в нем отрезков ОШ и воспламенительного состава, имеющих высокую чувствительность, а также невозможность эксплуатации конструкции в водной среде.

Поставленная задача решена конструктивным выполнением устройства безопасной коммутации и инициирования УВТ с разветвлением на n трубок трубок без применения электрического импульса и взрывчатых веществ, обеспечивающего надежное инициирование УВТ.

Пучок герметизированных ударно-волновых трубок по боковой поверхности резиновым уплотнением размещается в корпусе, схематическое устройство которого поясняется рис.6, где корпус 1 с внутренней резьбой, внутри которого вкладыш 2, соединяется с крышкой 3 с профилем ударно-волнового отражателя (рис. 2).

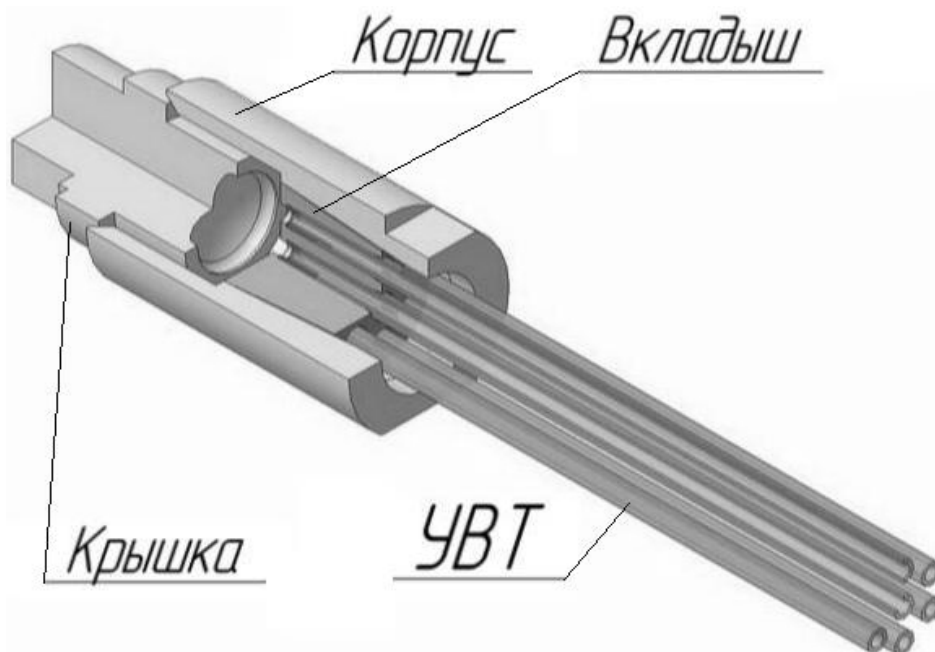


Рис. 2. Объемное изображение РД-УВТ

Герметизирующий ступенчатый вкладыш из резины средней маслобензостойкости с необходимым количеством n отверстий, обеспечивает

уплотнение по боковой поверхности трубок и ограничивает их перемещения на определенном расстоянии от внутренней поверхности корпуса. Крышка с внешней резьбой и гладким с профилем ударно-волнового отражателя. Также к устройству подсоединяются через отверстия вкладыша n -е количество УВТ.

Ударная волна от одной из трубок инициируемой любым способом воздействует потоком продуктов разложения в УВТ на другие УВТ. Это достигается тем, что поток продуктов реакции инициирующей УВТ истекает в замкнутое пространство с воздушным промежутком к профилю ударно-волнового отражателя, упруго отражаясь от него приобретает давление во фронте ударной волны как минимум больше чем в 2 раза (при идеальных условиях в 8) превосходя падающее, формируя волну инициирующую $n-1$ оставшихся УВТ, при этом инициируемые УВТ, также дают такое же давление при возникновении и распространения в них ударно-волнового процесса[2], [3].

Проведённые испытания позволяют сделать следующие выводы:

1. Предложена и отработана опытная конструкция РД-УВТ [4], которая распределяет импульс распространяющийся по УВТ на 6 других УВТ, без разрушения устройства.

2. Проведены исследования на герметичность конструкции и работоспособность системы при погружении в воду на 10 метров (98кПа) в течении 10 минут.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Костюков С.И. Патент № 75655 на изобретение "Шнур огнепроводный. Приоритет от 25.03.2008.

2. Зельдович Я.В., Компанеец А.С. Теория детонации. – М., Гос-техиздат, 1955. – 136 с.

3. Гуськов А.В., Милевский К.Е. Расчёт характеристик энергетических материалов: учеб. Пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 72 с.

4. Андреев В.В., Зыков В.А., Иванов А.С., Найгеборин И.В., Поникарев И.Д. Заявка на патент № 2009117334 на изобретение "Разветвитель детонации в ударно-волновых трубках (УВТ). Приоритет от 06.05.2009.

© В.В. Андреев, А.В. Гуськов, К.Е. Милевский, И.В. Найгеборин, 2010

УДК 553.981/982 (571.1)

Г.Г. Шемин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НАДЫМ-ТАЗОВСКОГО МЕЖДУРЕЧЬЯ (СЕВЕР ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП)

Представлены методы и результаты количественной оценки нефтяного потенциала тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров и нижнеюрских отложений в целом Надым-Тазовского междуречья севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

G.G. Shemin

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

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

QUANTITATIVE PREDICTION OF PETROLEUM POTENTIAL IN LOWER JURASSIC DEPOSITS OF THE NADYM-TAZ INTERFLUVE (NORTHERN WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE)

The methods and results of quantitative assessment of the petroleum potential have been presented for Toarcian, Pliensbachian, Hettangian-Sinemurian regional reservoirs and Lower Jurassic deposits, as a whole, in the Nadym-Taz interfluvium of the northern West Siberian petroleum province.

Нижнеюрские отложения в Надым-Тазовском междуречье пользуются повсеместным распространением и характеризуются сложным строением, большой глубиной залегания (обычно 4.0–5.5 км) и низкой степенью изученности сейсморазведкой и глубоким бурением. Перспективы нефтегазоносности их оцениваются по-разному. В последние десятилетия в ИНГГ СО РАН проведены комплексные исследования этих отложений, выделены тоарский, плинсбахский и геттанг-синемюрский региональные резервуары, разработаны геологические модели их строения и осуществлен количественный прогноз перспектив нефтегазоносности. В настоящей работе приведены методика и результаты выполненной оценки перспектив нефтегазоносности отложений.

Методика количественной оценки

При проведении количественной оценки перспектив нефтегазоносности тоарского, плинсбахского и геттанг-синемюрского региональных резервуаров и нижнеюрских отложений в целом Надым-Тазовского междуречья использовалось последнее Методическое руководство для проведения подобного вида работ [1]. Она осуществлялась геологическим способом по

удельным плотностям запасов углеводородов на единицу площади, который является составной частью метода сравнительных геологических аналогий. Количественная оценка перспектив нефтегазоносности отложений осуществлялась с использованием пятнадцати эталонных участков: Бованенковского, Новопортовского, Лензитского, Берегового, Часельского, Верхнечасельского, Крайнего, Новогоднего, Пальниковского, Стахановского, Черничного, Ютырмальского, Юбилейного, Уренгойского и Тазовского, которые были подготовлены в рамках ранее выполненной Официальной количественной оценки перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской НГП (2004). В качестве поправочных коэффициентов были выбраны и обоснованы следующие параметры: гипсометрия современного структурного плана объекта оценки, качество флюидоупора, толщина песчаников, нефтегазогенерационный потенциал нефтематеринских пород и степень интенсивности проявления катагенеза содержащегося в них органического вещества.

Результаты количественного прогноза

Согласно выполненной количественной оценке перспектив нефтегазоносности, начальные суммарные ресурсы углеводородов нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья равны 3391.19 млн. т УУВ, из них ресурсы нефти, газа и конденсата соответственно составляют: 496.97 млн. т, 2486.64 млрд. м³ и 407.58 млн. т, т.е. в них прогнозируется преимущественно газ. Наибольшие объёмы суммарных ресурсов углеводородов прогнозируются в тоарском региональном резервуаре – 1815.03, меньше – в плинсбахском – 1041.57 и еще меньше – в геттанг-синемюрском – 534.49 млн. т УУВ. Все ресурсы углеводородов относятся к прогнозным, из них по категории Д₁ – 1171.33 и по категории Д₂ – 2219.86 млн. т УУВ.

Нефть прогнозируется преимущественно в тоарском резервуаре - 436.42, значительно меньше – в плинсбахском – 60.55 млн т. В геттанг-синемюрском резервуаре предполагается ее отсутствие. Наибольшие объёмы газа прогнозируются в тоарском резервуаре – 1183.79, меньше – в плинсбахском – 843.74 и еще меньше – в геттанг-синемюрском – 459.11 млрд. м³.

Нижнеюрские отложения в пределах Надым-Тазовского междуречья характеризуются распространением земель различных перспектив: перспективных II категории, среднеперспективных I категории, среднеперспективных II категории, пониженных перспектив I категории, пониженных перспектив II категории и низких перспектив (рис. 1).

Наиболее перспективные земли (перспективные земли II категории и среднеперспективные земли I категории) распространены в северной и юго-западной частях рассматриваемого региона, на севере Надым-Пурской и смежной с ней территории Пур-Тазовской НГО и на юге Фроловской НГО. Среднеперспективные земли II категории развиты на трёх различных по размерам и форме участках. Первый из них находится в Пур-Тазовской НГО, где простирается в виде полосы субмеридиональной ориентировки. Второй участок расположен в центральной части Надым-Пурской НГО. Третий участок распространения среднеперспективных земель II категории охватывает северную часть Фроловской НГО. На остальной большей части территории

района прогнозируется распространение земель пониженных перспектив и, отчасти, низких.

Отложения тоарского регионального резервуара в пределах рассматриваемого района характеризуются распространением земель: среднеперспективных I категории, среднеперспективных II категории, пониженных перспектив I категории, пониженных перспектив II категории и низких перспектив (рис. 2).

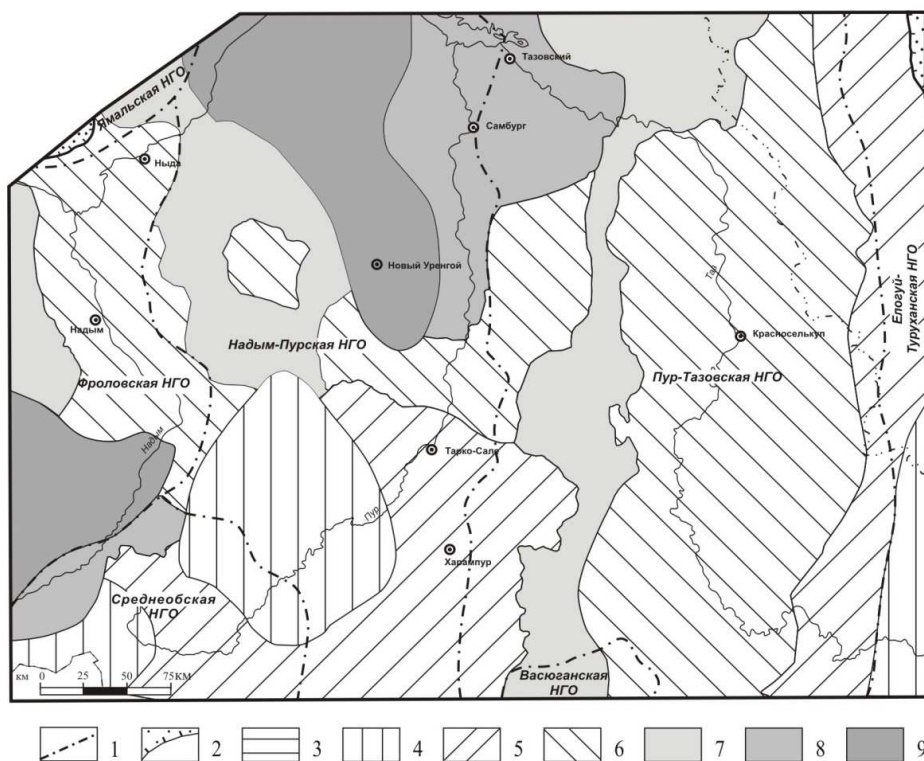


Рис. 1. Карта перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложенийНадым-Тазовского междуречья

1-2 - границы: 1 - нефтегазоносных областей, 2 - распространения нижнеюрских отложений; 3-9 - категории перспективных земель: 3 - бесперспективные земли, 4 - низкоперспективные земли, 5 - земли пониженных перспектив II категории, 6 - земли пониженных перспектив I категории, 7 - среднеперспективные земли II категории, 8 - среднеперспективные земли I категории, 9 - перспективные земли II категории. Плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов (тыс. т УУВ/км²) на отмеченных землях соответственно равны: менее 1, 1-3, 3-5, 5-10, 10-20, 20-30, 30-50

Наиболее перспективные земли, как и нижнеюрских отложений в целом, распространены в северной и юго-западной частях региона, на севере Надым-Пурской и смежной территории Пур-Тазовской и на юге Фроловской НГО.

Отложения плинсбахского резервуара на территории района характеризуются распространением земель среднеперспективных II категории, пониженных перспектив I и II категорий, низкоперспективных и бесперспективных (рис. 3). Наиболее перспективные земли резервуара, как и

вышезалегающего, прогнозируются в северной и юго-западной частях региона, соответственно в Надым-Пурской и Фроловской НГО. На остальной существенно большей части его территории развиты низкоперспективные и в меньшей мере бесперспективные земли.

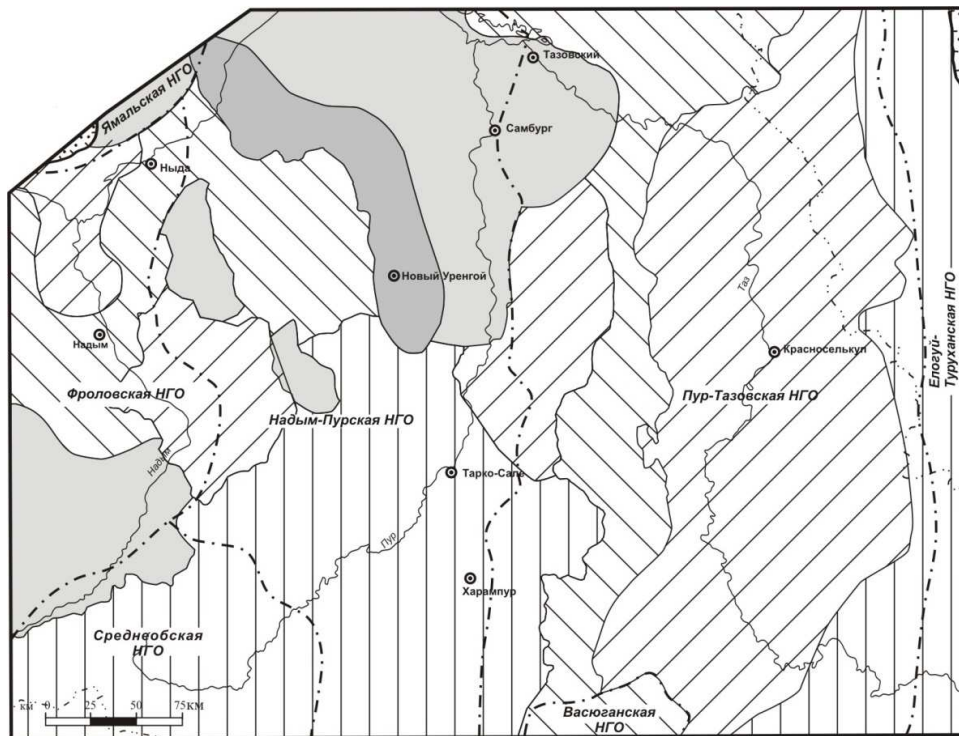


Рис. 2. Карта перспектив нефтегазоносности тоарского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья

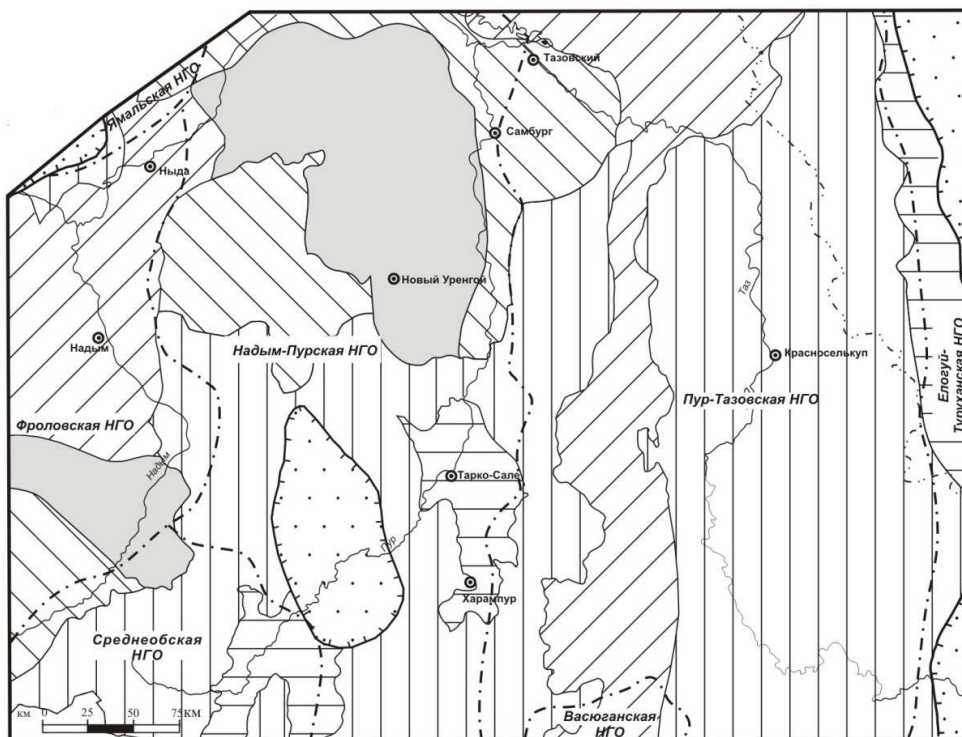


Рис. 3. Карта перспектив нефтегазоносности плинсбахского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья

Отложения геттанг-синемюрского резервуара на территории Надым-Тазовского междуречья характеризуются распространением земель среднеперспективных II категории, пониженных перспектив I и II категорий, низких перспектив и бесперспективных. На большей части его территории прогнозируются низкоперспективные и бесперспективные земли. Более перспективные земли распространены лишь в северной части региона, на севере Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО (рис. 4).

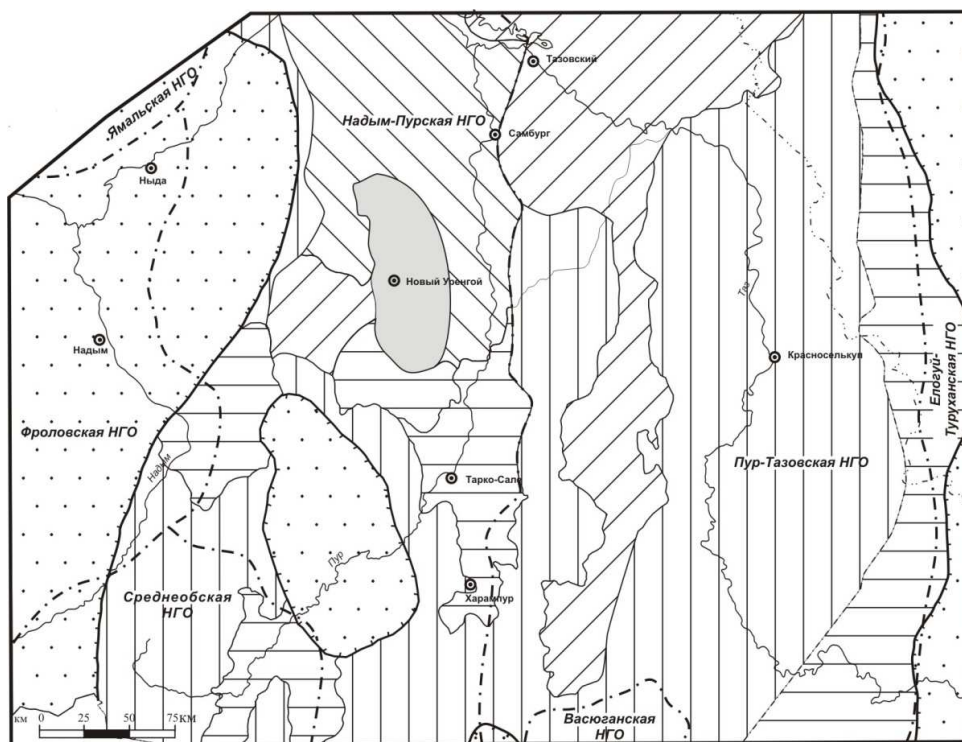


Рис. 4. Карта перспектив газоносности геттанг-синемюрского регионального резервуараНадым-Тазовского междуречья

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М., 2000. – 189 с.

© Г.Г. Шемин, 2010

УДК 553.981/982 (571.1)

Г.Г. Шемин, Н.В. Первухина

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

НОВОПОРТОВСКО-СРЕДНЕМЕССОЯХСКАЯ ЗОНА НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ СЕВЕРА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП – КРУПНЫЙ ОБЪЕКТ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЮРСКОМ КОМПЛЕКСЕ

В статье кратко рассмотрены тектонические, литологические, геохимические и гидрогеологические критерии, обеспечившие благоприятные условия для формирования залежей углеводородов в пределах Новопортовско-Среднемессояхской зоны нефтегазонакопления.

G.G. Shemin, N.V. Pervukhina

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

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

NOVOPORTOVSKO-SREDNEMESSOYAKHISKAYA ZONE OF OIL AND GAS ACCUMULATION – A LARGE OBJECT FOR DETECTION OF OIL AND GAS POOLS IN THE JURASSIC COMPLEX

The paper briefly considers the tectonical, lithological, geochemical and hydrogeological criteria which provide favorable conditions for the formation of hydrocarbon accumulations within the Novoportovsko-Srednemessoyakhiskaya zone of oil and gas accumulation.

В последнее 10-летие в лаборатории «Геологии нефти и газа глубокопогруженных горизонтов осадочных бассейнов» ИНГГ СО РАН проведены комплексные исследования юрских отложений севера Западной Сибири и акватории Карского моря. Проведена детальная корреляция юрских отложений, разработаны модели строения региональных резервуаров и продуктивных пластов и оценены их перспективы нефтегазоносности. В результате проведенных исследований были выделены крупные объекты проведения поисково-оценочных работ на выявление залежей нефти и газа. Одним из таких объектов является Новопортовско-Среднемессояхская зона нефтегазонакопления. Ниже приведено комплексное обоснование этого объекта (рис. 1).

Новопортовско-Среднемессояхская зона нефтегазонакопления простирается в виде субширотно ориентированной полосы на 500 км от восточной части Ямальского до западной части Гыданского полуостровов. Площадь ее составляет 8 050 км². Она характеризуется в целом низкой степенью изученности сейсморазведкой и бурением. Исключение составляет

лишь западное окончание зоны, в пределах которого проведенными геологоразведочными работами выявлены Новопортовское и Малоямальское месторождения. На остальной большей части ее территории пробурены лишь одиночные скважины, в которых получены притоки углеводородов.

Тектонические условия для формирования залежей углеводородов в рассматриваемой зоне нефтегазонакопления были весьма благоприятные, поскольку она включает всю территорию самой крупной и наиболее контрастной положительной структуры Западно-Сибирской геосинеклизы – Мессояхской наклонной гряды, ограниченной с севера и юга соответственно Антипаютинско-Тадебеяхинской и Большехетской мегасинеклизами, являющимися зонами нефтегазообразования. Амплитуда этой структуры по кровле среднеюрских отложений составляет около 1 000 м, а глубина залегания – от 2 500 до 3 500 м. Она имеет конседиментационный генезис. К концу позднемеловой эпохи ее амплитуда составляла 80% относительно современной (рис. 2).

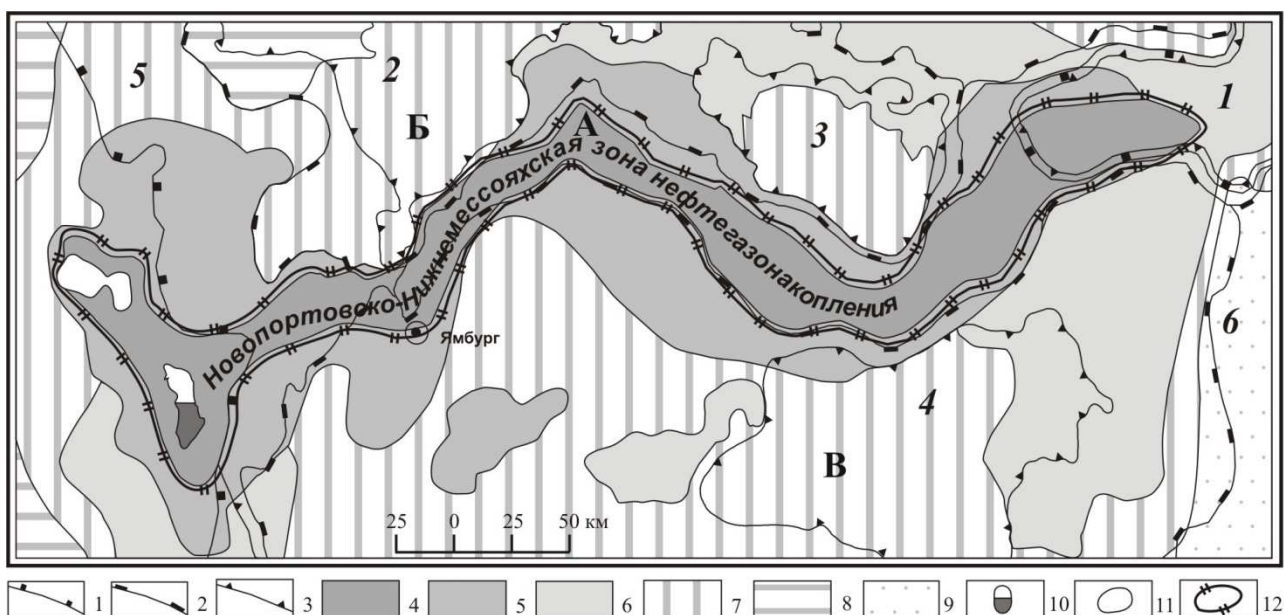


Рис. 1. Фрагмент “Карты перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара (пласты Ю2-Ю4) севера Западно-Сибирской НПП” (составил Г.Г. Шемин, 2009 г.), на котором показаны контуры и перспективы нефтегазоносности Новопортовско-Среднемессояхской крупной по ресурсам нефти и газа зоны нефтегазонакопления

1-3 - границы: 1 - Внутренней области и Внешнего пояса Западно-Сибирской геосинеклизы, 2- надпорядковых структур и структур 0 порядка, 3- I порядка; 4-9 - категории перспективных земель: 4 - высокоперспективные земли, 5 - перспективные земли I категории, 6 - перспективные земли II категории, 7 - среднеперспективные земли I категории, 8 - среднеперспективные земли II категории, 9 - земли пониженных перспектив. Плотности ресурсов углеводородов в них соответственно равны: 100-150, 50-100, 30-50, 20-30, 10-20, 5-10 тыс. т УУВ/км²; 10-11 - месторождения: 10 - нефтегазовые, 11 - газовые и газоконденсатные; 12 - контур Новопортовско-Среднемессояхской крупной зоны нефтегазонакопления

Тектонические элементы: Надпорядковые структуры и структуры 0 порядка: А - Мессояхская наклонная гряда, Б - Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза, В - Большехетская мегасинеклиза. Структуры I порядка: 1 - Усть-Портовский мегавыступ; 2 - Яптиксалинская мегавпадина, 3 - Восточно-Антипаютинская мегавпадина, 4 - Северо-Тазовская мегавпадина. Моноклинали: 5 - Восточно-Пайхойская моноклиза, 6 - Долгонская мезомоноклираль. Примечание. Тектоническое районирование по В.А. Конторовичу и др. (2001).

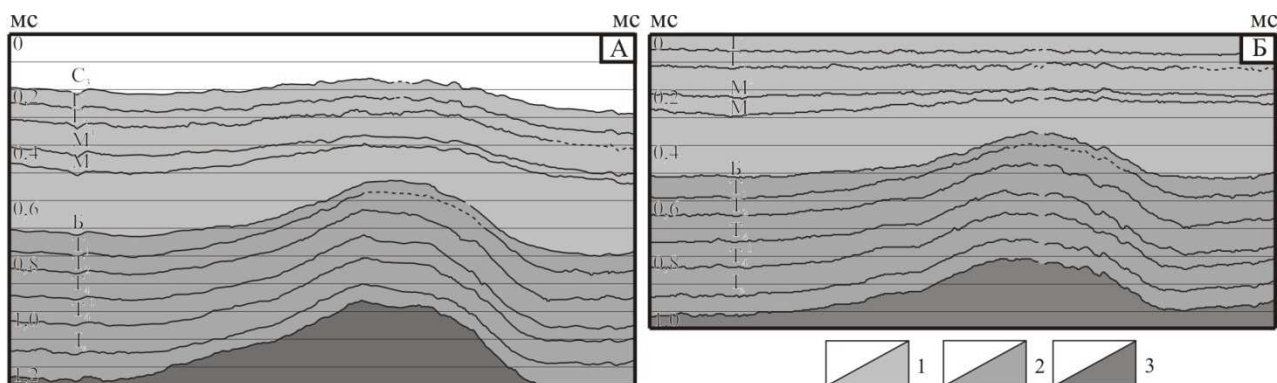


Рис. 2. Временной разрез юрско-меловых отложений (А) и палеоразрез по кровле триасового комплекса на конец формирования отложений верхнего мела (Б) вкрест простирания Мессояхской наклонной гряды по региональному сейсмическому профилю №108

1-3 - отражающие горизонты: 1 - меловые, 2 - юрские, 3 - триасовые

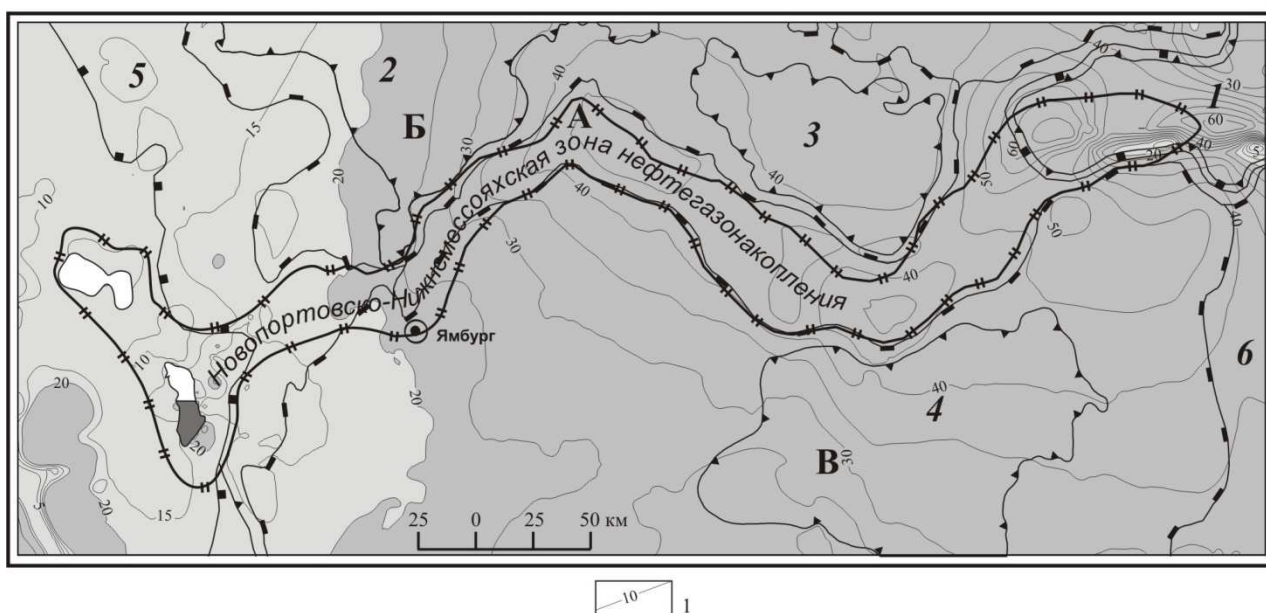


Рис. 3. Карта прогноза толщин коллекторов батского регионального резервуара Новопортовско-Среднемессояхской крупной зоны нефтегазонакопления и смежных территорий

1- изопакиты, м. Остальные условные обозначения см. рис. 1.

Литологические условия также были благоприятные для образования залежей углеводородов в пределах зоны нефтегазонакопления. На ее территории юрский нефтегазоносный мегакомплекс представлен пятью регио-нальными резервуарами: батским, аален-байосским, тоарским, плинсбахским и геттанг-синемюрским. Первый из них, проницаемый комплекс которого представлен малышевским горизонтом, содержащим основные продуктивные пласты юрских отложений Ю2-Ю4, характеризуется почти повсеместным распространением коллекторов толщиной 15-30 м с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 3). Перекрывающий этот комплекс келловей-верхнеюрский флюидоупор, сложенный глинистыми отложениями баженовской и абалакской свит, на всей

территории зоны нефтегазонакопления обладает высоким качеством (Г.Г. Шемин, Н.В. Первухина, 2009).

Геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности юрского мегакомплекса были тоже благоприятными для формирования залежей углеводородов в рассматриваемой зоне нефтегазонакопления. Это обусловлено тем, что нефтегазоматеринские глинистые отложения юры на ее территории и в смежных зонах нефтегазообразования, какими являлись Антипаютинско-Тадебеяхинская и Большехетская мегасинеклизы, обладали громадным объемом исходного органического вещества, который находился в благоприятных термодинамических условиях, обеспечивающих их высокий нефтегазогенерационный потенциал (Нефтегазоносные бассейны..., 1994).

Приведенная характеристика основных критериев, в том числе благоприятные гидрогеологические предпосылки (повышенная минерализация пластовых вод, в основном хлоридно-натриевый их тип и метановый состав водорастворенных газов), обеспечила высокие перспективы нефтегазоносности юрских отложений (прежде всего, батского регионального резервуара) на территории Новопортовско-Среднемессояхской зоны нефтегазонакопления. Выполненная авторами количественная оценка перспектив нефтегазоносности батского регионального резервуара свидетельствует о том, что плотности начальных суммарных ресурсов углеводородов этого резервуара в пределах зоны нефтегазонакопления изменяются от 100 до 150 тыс. т условных углеводородов, а суммарная их оценка составляет около 1 млрд т (см. рис. 1).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири, Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. и др. – Новосибирск. – 1994. – 201 с.

2. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12. – С. 1832–1845.

3. Шемин Г.Г., Первухина Н.В. Строение и перспективы нефтегазоносности с выделением крупных объектов нефтепоисковых работ батского регионального резервуара севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 13–19.

© Г.Г. Шемин, Н.В. Первухина, 2010

УДК 004.492

О.Г. Хабинов, А.А. Власов, Е.Ю. Антонов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

СИСТЕМА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ПЛОЩАДНЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ

Цель настоящей работы – создание многофункциональной интерпретационной системы для работы с данными, получаемыми с помощью метода переходных процессов.

В работе представлены причины и актуальность разработки новой интерпретационной системы, представлены результаты работы над её созданием. В настоящее время система позволяет проводить обработку и интерпретацию экспериментальных данных, при этом она постоянно развивается, добавляются новые функциональные возможности.

Также в работе представлены определённые технические решения, связанные с проектированием программной архитектуры. Дается обзор функциональных возможностей системы, обзор сопровождается поясняющими рисунками.

O.G. Khabinov, A.A. Vlasov, E.Yu. Antonov

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

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

SYSTEM FOR INTERPETATION OF SQUARE ELECTROMAGNETIC SOUNDINGS DATA

The aim of work is to develop multifunctional interpretational system for working with data of transient electromagnetic soundings.

Causes and relevance of developing new interpretational system are presented in this work. Also results of creating of the new system are presented. At the present time the system allows to process and interpret practical data. But the system is being developed and additional functionality always appears in the system.

Also some technical decisions referred to designing of program architecture are presented in this work. And a simple review with figures of system's functionality is also presented.

Введение

Нестационарные электромагнитные зондирования (НЭМЗ) на сегодняшний день являются одним из наиболее бурно развивающихся направлений наземной электроразведки. Методы НЭМЗ широко распространены на практике, чему способствует ряд причин, среди которых хорошо развитый математический

аппарат, относительная дешевизна применения методов и огромный класс решаемых с их помощью геологических задач.

Одним из методов НЭМЗ является метод переходных процессов (МПП), часто применяемый для решения задач рудного поиска, поиска подземных вод и многих других. Широкое распространение МПП обуславливает значительный объём данных, получаемых с его помощью, которые требуют затем дальнейшей обработки и интерпретации. На этом этапе важно иметь удобную программную систему, позволяющую автоматизировать работу с данными. Авторами ведётся работа над созданием и развитием такой системы, ниже представлены основные результаты работы.

Программная архитектура

Удобным средством проектирования программной архитектуры является язык UML (Unified Modeling Language), позволяющий строить диаграммы классов, пакетов, модулей, отношений между ними. Благодаря наглядности диаграмм язык очень популярен.

Было принято решение использовать UML для проектирования новой интерпретационной системы, идеологически являющейся продолжением «МФС ЭРА ПРО», ранее созданной М.И. Эповым и И.Н. Ельцовым в ИНГГ СО РАН [1].

На рис.1 представлена диаграмма UML с основными модулями системы. Далее идёт краткий обзор некоторых модулей:

- Ipgg.Core – реализует внутреннюю логику работы системы;
- Ipgg.Storage – хранилище данных системы, решает проблему сложной структуры экспериментальных данных;
- Ipgg.MainWindow – отвечает за внешний вид системы;
- Ipgg.PluginManager – менеджер подключаемых модулей (плагинов), своего рода точка расширения для системы, позволяет сторонним разработчикам добавлять новую функциональность (не только для МПП), новые структуры данных, новые алгоритмы.

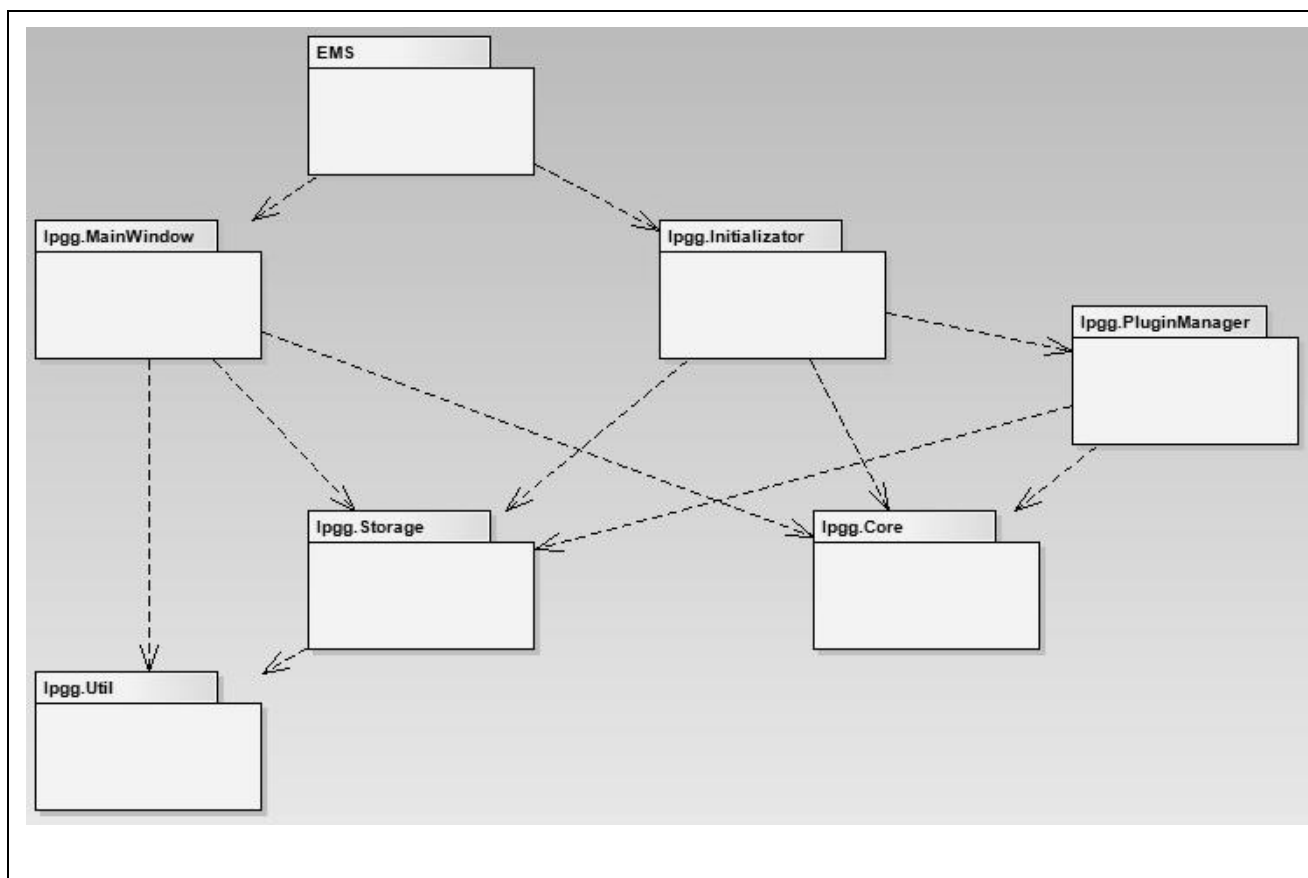


Рис. 1. Модули программной системы

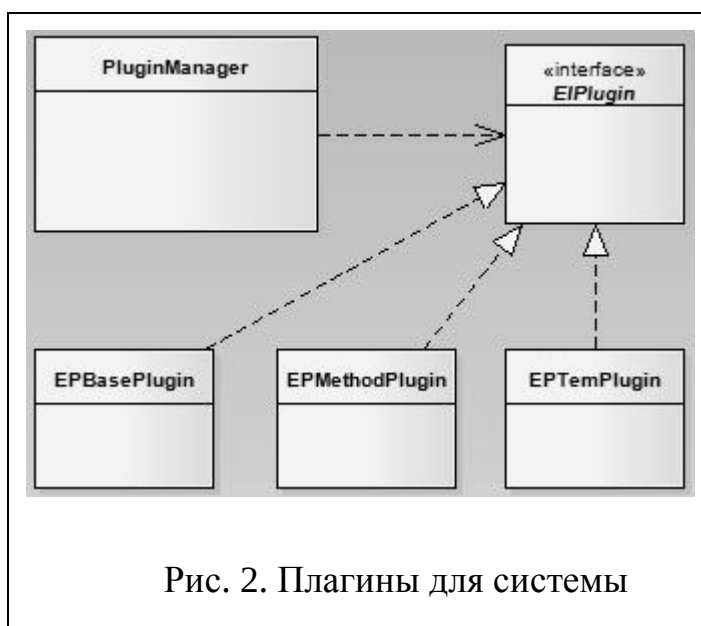


Рис. 2. Плагины для системы

На рис. 2 представлены разработанные к настоящему времени плагины для системы. EPTemPlugin и EPMMethodPlugin включают в себя функциональность, связанную с МПП, и содержат соответствующие структуры данных, алгоритмы для расчётов и блоки визуализации геологических данных, блоки импорта и экспорта внешних данных.

Гибкая программная архитектура позволяет развивать систему. Для этого имеются

следующие возможности:

- Возможность встраивания обработчиков для импорта/экспорта новых форматов внешних данных;
- Возможность добавления новых средств визуализации данных;
- Возможность подключения новых алгоритмов обработки данных;
- Возможность добавления новых типов данных в структуру хранилища.

Кроме того, такая архитектура позволяет переиспользовать программные компоненты для создания новых программных систем.

Функциональные возможности

Системой поддерживаются различные типы входных файлов. На данный момент поддерживаются следующие (табл.1).

Таблица 1 Форматы входных данных

Название	Описание
Pod	Используется в системе «ПОДБОР»
Dat	Используется в системе «ЭРА»
Txt	Используется в системе «SGS-TEM»
Tem	Используется в системе «TEM-FAST»

Разработанные в ИНГГ СО РАН быстрые алгоритмы расчёта прямой и обратной задач для МПП лежат в основе функциональности, связанной с одномерной инверсией. Алгоритмы реализуют метод нелинейной оптимизации Нелдера-Мида, используемый для решения некорректных обратных задач. Имеется возможность получать трансформанты электромагнитного поля в виде кажущегося сопротивления как функции времени, и кажущейся проводимости как функции кажущейся глубины.

Возможность работы с площадными данными и работы с профилями представляет особую ценность для интерпретаторов. Привязка экспериментальных данных к координатам GPS позволяет строить и визуализировать карты проведённых измерений (рис. 3).

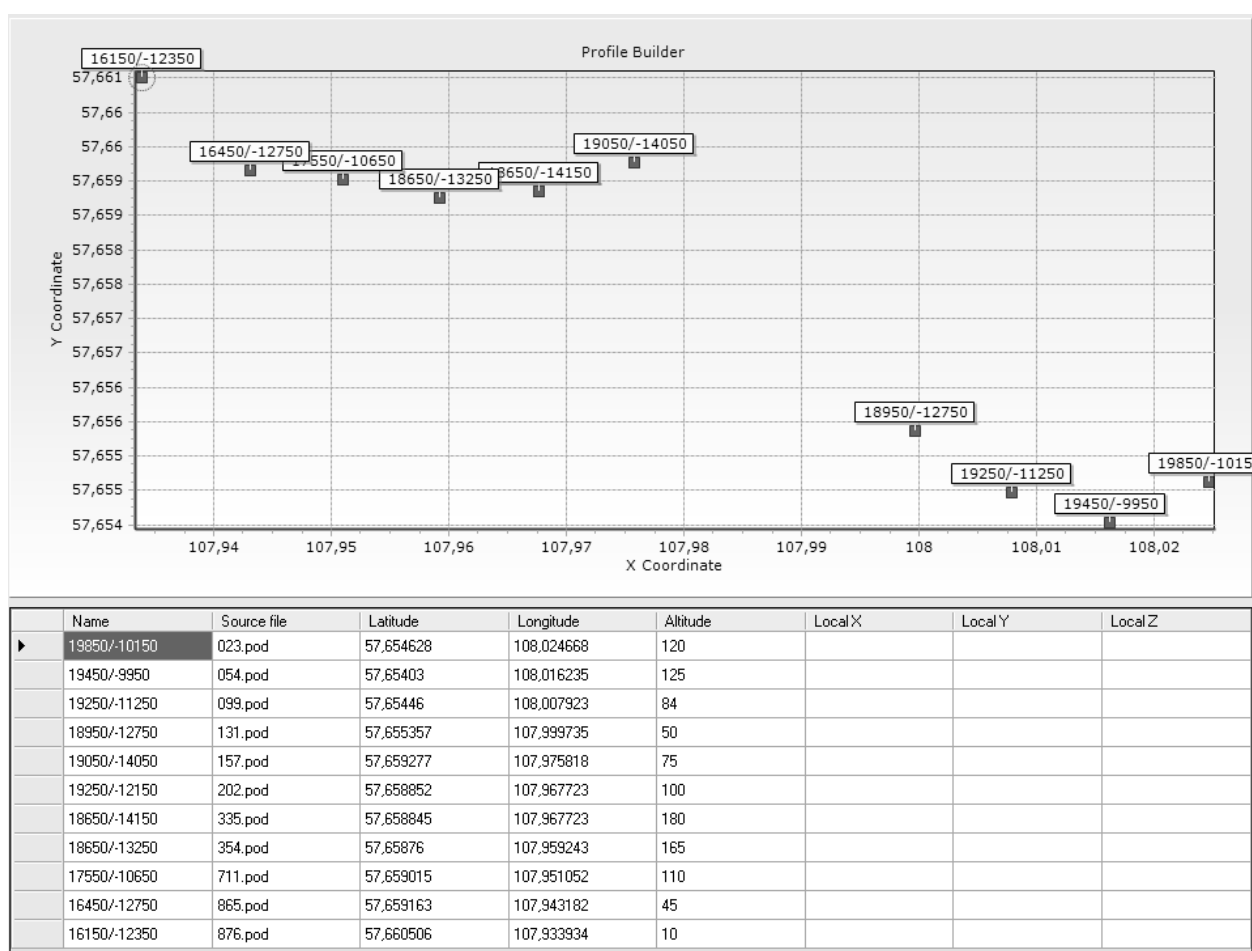


Рис. 3. Представление площадных данных в виде карты и таблицы

Карты с площадными данными дают возможность быстро и наглядно строить геологические профили. Далее пользователь системы может работать с визуальными представлениями профилей (рис. 4).

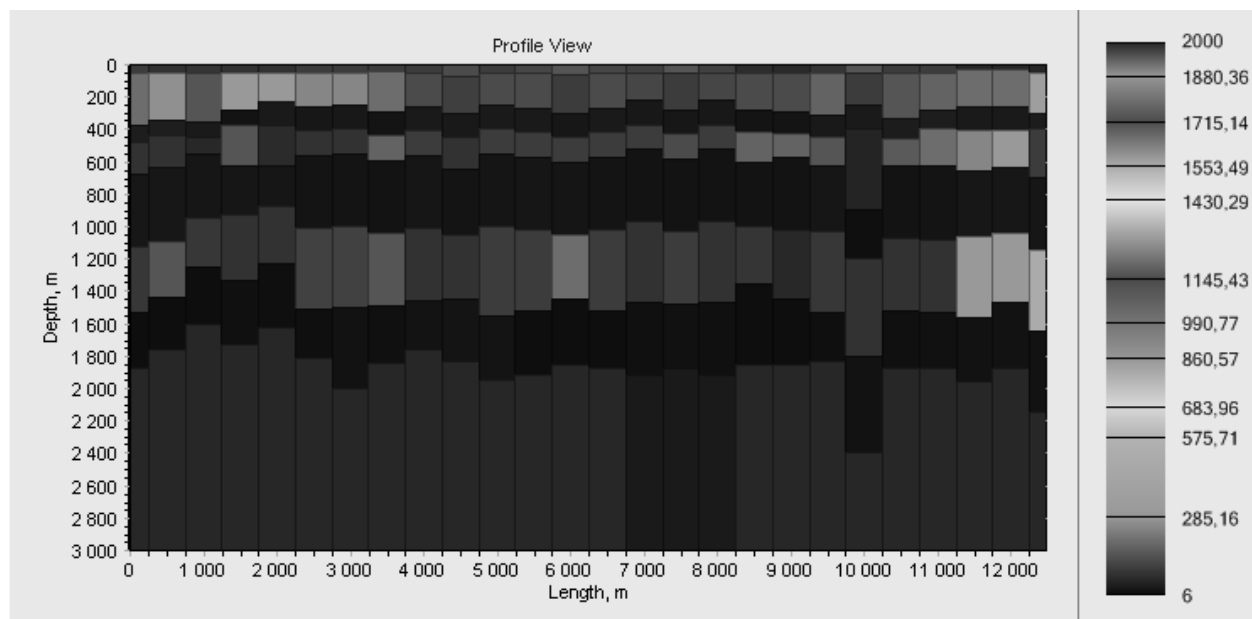


Рис. 4. Визуализация профиля

Системные требования

Для работы системы требуется операционная система Windows XP/Vista или выше, установленная среда исполнения .NET Framework 3.5 или выше. Для комфортной работы частота работы процессора должна быть от 1500 MHz, объём оперативной памяти от 512 MB, свободное место на жёстком диске от 40 MB.

Заключение

Представленная в работе система постоянно дорабатывается авторами, добавляются новые функциональные возможности. Однако уже в настоящее время она используется для интерпретации экспериментальных данных, с её помощью обработано несколько площадей измерений, построены геоэлектрические разрезы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Эпов, М.И. Прямые и обратные задачи индуктивной геоэлектрики в одномерных средах / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов. – Новосибирск, 1992. – 31 с.

© *О.Г. Хабинов, А.А. Власов, Е.Ю. Антонов, 2010*

УДК 553.98:004.032.26

В.В. Филатов, О.Ю. Светозерский
ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

О ПРОГНОЗЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

В статье рассмотрен один из возможных путей прогнозирования фильтрационно-емкостных параметров по комплексу геофизических данных. Этот путь базируется на синергетическом подходе к геологическим исследованиям. Особенность подхода заключается в построении прогнозного параметра с использованием реконструированных аттракторов динамических систем.

V.V. Filatov, O.Yu. Svetozersky

Federal State Unitary Enterprise «Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources» (FGUP SNIIGGiMS),
67 Krasny Pr., Novosibirsk, 630091, Russian Federation

ON FILTRATION AND CAPACITIVE PARAMETERS PREDICTION ON THE BASIS OF GEOPHYSICAL DATA COMPLEX

The paper describes one possible way of prediction of the filtration and capacitive parameters on the basis of geophysical data complex. This way is based on the synergetic approach to geologic investigation. The special feature of the approach consists in construct of the predicted parameter using the attractors of dynamic systems.

Прогноз зон перспективных на поиски углеводородов является актуальной проблемой современной геофизики. Один из возможных путей получения прогнозных оценок базируется на подходе, связанном с использованием синергетических принципов в задачах геолого-геофизического прогноза. Подход базируется на реконструкции аттракторов динамических систем, в результате воздействия которых образовались прогнозируемые геологические объекты. Напомним, что аттрактор - это совокупность точек отображающих эволюцию системы в пространстве параметров.

Такой аттрактор, создавая фазовый портрет системы, дает дополнительные латентные связи между параметрами, поведение которых он отражает. Использование этих связей позволяет по-новому сформировать прогнозный параметр. Кроме того, этот подход дает возможность ответить на вопросы, связанные с оптимизацией количества и состава признаков, используемых при прогнозе.

Эти принципы заложены в трудах Г.Хакена [Haken, H., 1977] и И.Пригожина [Prigogine, I., Stegers I., 1984] и активно развиваются в настоящее время. Подробный анализ этого направления можно найти в монографии [Горяинов П.М., Иванюк Г.Ю., 2001]. В монографии также содержится большое количество ссылок на литературу.

Для реализации указанного подхода необходимо ответить на следующие вопросы.

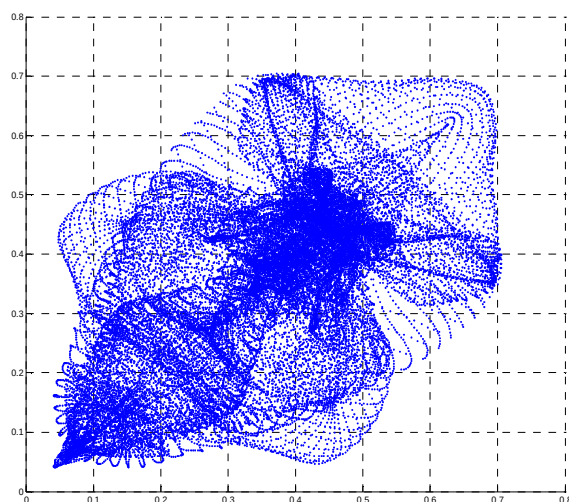
Являются ли изменения измеряемого параметра результатом воздействия некоторой геодинамической системы.

Сколько параметров определяют поведение такой системы?

Как смоделировать динамику системы?

Последовательный ответ на эти вопросы позволяет или предсказать, на основе моделирования, поведение системы, то есть, дать прогноз развития интересующего нас объекта или найти объекты, поведение которых аналогично известному, то есть, дать прогноз наличия таких объектов на исследуемой территории. Первый вариант возможен в случае реального наблюдения динамики изменения состояния системы (мониторинговые наблюдения), второй – в случае наличия комплекса данных, позволяющий однозначно идентифицировать искомый объект по комплексу косвенных признаков.

Идентификация предполагает выявление латентных связей между признаками, аномальные зоны которых, как правило, слабо связаны с искомым объектом и друг с другом.



Предлагаемый подход позволяет при отыскании таких связей использовать дополнительные соотношения между параметрами, которые базируются на реконструкции аттрактора, описывающего поведение системы.

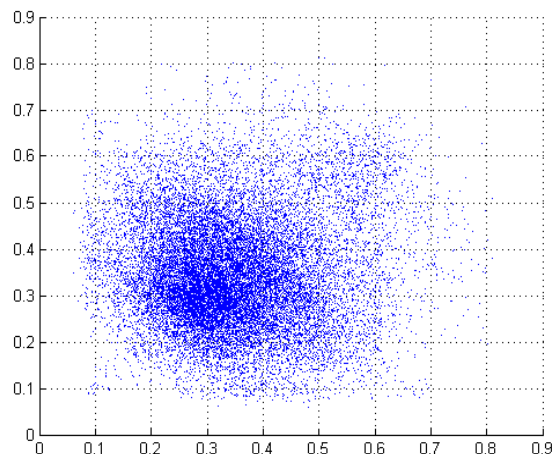


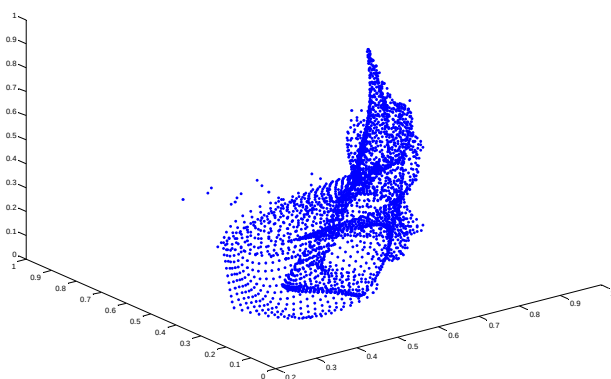
Рис. 1. Аттракторы, реконструированные по различным данным

Выяснить является ли измеряемая величина результатом воздействия некоторой динамической системы характеристики которой нам неизвестны можно на основе работ. [Ruelle D., Takens F., 1971, Takens F. 1980], в которых рассмотрены методы реконструкции поведения системы по изменениям одного из ее параметров.

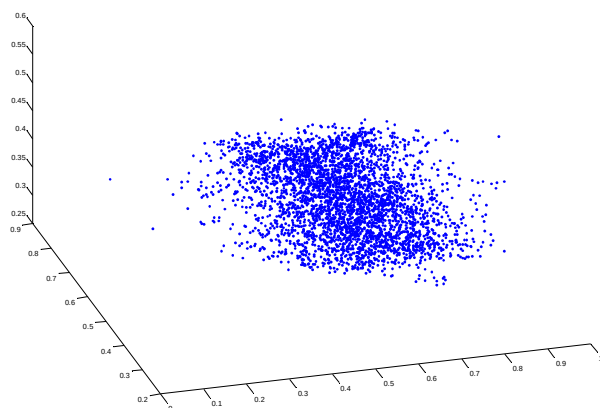
Для этого достаточно смоделировать поведение известного параметра в так называемом фазовом пространстве (или пространстве параметров). Как показано в работе [Packard N.H., et al, 1980], если в фазовом пространстве исследуемая величина описывает траекторию, имеющую четкую геометрию то параметр соответствует некоторой динамической системе. Если траектория хаотична то наблюдаемый процесс – случаен. Примеры таких аттракторов приведены на рис. 1.

Такое отличие в поведении позволяет использовать его как дополнительный критерий при выборе параметров комплекса. Кроме того, оценка фрактальной размерности, реконструированного аттрактора в многомерном фазовом пространстве, позволяет оценить и размерность этого пространства, то есть, количество параметров необходимого для адекватного описания динамики системы, а соответственно, и для включения в комплекс.

При наличии дополнительной информации можно прогнозировать не только зоны перспективные на поиски углеводородов, но конкретные показатели, характеризующие перспективность этих зон с точки зрения запасов углеводородного сырья.



a



b

Рис. 2. Примеры аттракторов, реконструированных по различным наборам измеренных данных

В частности схема, базирующаяся на использовании реконструированных аттракторов, была применена к задаче прогнозирования таких параметров, как проницаемость и суточный дебит нефти и газа по комплексу геофизических данных на тестовом полигонном участке в Восточной Сибири. Комплекс включал в себя данные гравиразведки, магниторазведки, электроразведки ЗСБ, гаммаспектрометрии и информацию о положении основных горизонтов, полученную по данным сейсморазведки.

В частности на рис. 2 показаны аттракторы, реконструированные по различным наборам данных, измеренных на полигоне. Из приведенных рисунков можно понять отличие в наборах данных. На рис. 2а аттрактор имеет

выраженную геометрию, а на рис. 2b аттрактор представлен бесформенным облаком.

Это отличие в поведении легло в основу выбора параметров оптимального комплекса.

Выделив с помощью указанного критерия набор параметров можно попытаться ответить на вопрос о том, достаточен ли этот набор для адекватного описания динамической системы или, другими словами, можем ли мы решать задачу прогноза.

Ответ на этот вопрос можно получить, рассчитав корреляционные интегралы, позволяющие оценить фрактальную размерность реконструированного аттрактора в гипотетическом пространстве параметров. Увеличивая предполагаемую размерность фазового пространства (то есть, пространства параметров) мы рассчитываем фрактальную размерность до тех пор, пока ее значения не стабилизируется. По полученному значению можно оценить размерность пространства параметров, определяющих поведение системы. Такой расчет проводится по любому параметру. Совокупность этих расчетов позволяет оценить размерность фазового пространства системы.

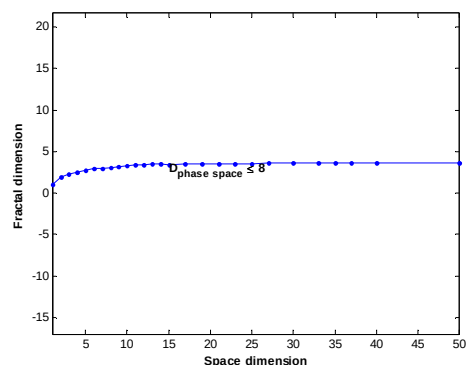
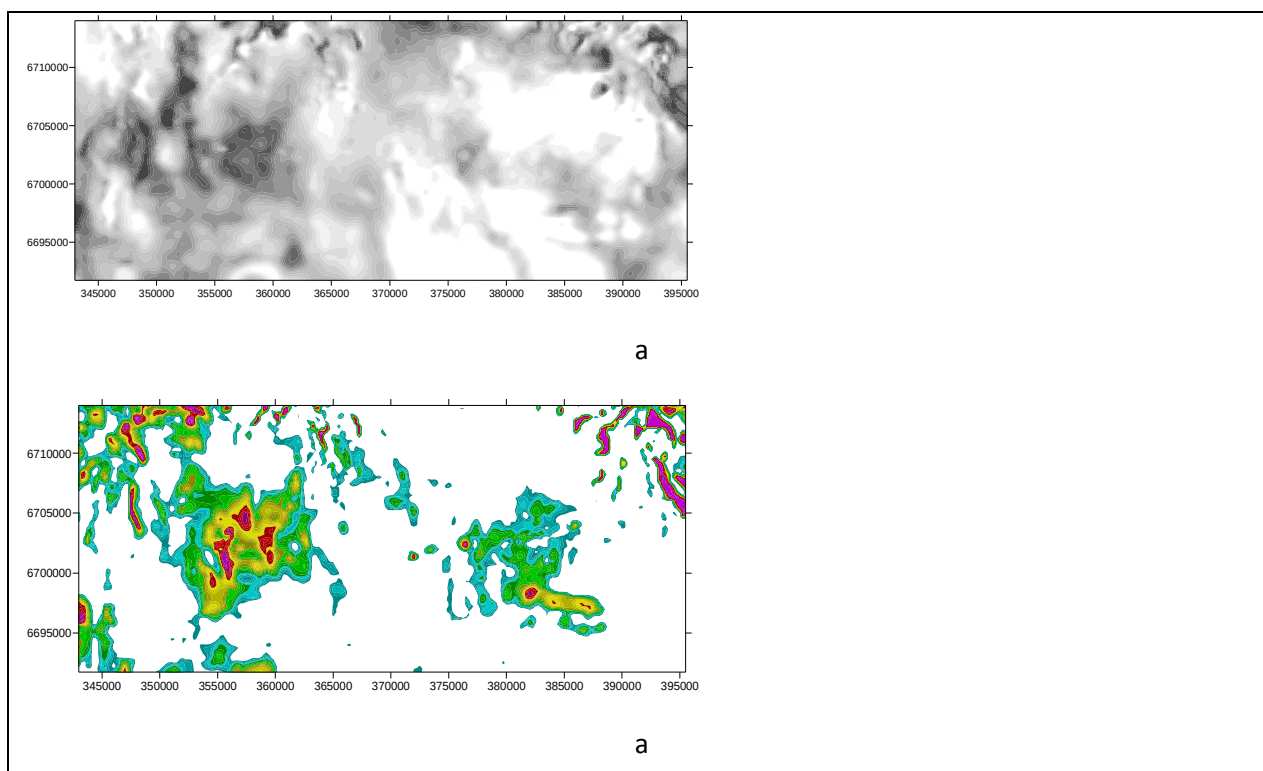


Рис. 3. Зависимость фрактальной размерности реконструированного аттрактора от гипотетической размерности пространства параметров

Пример такого расчета показан на рис. 3, где размерность оценивалась по параметру локальной составляющей гравитационного поля. В соответствии с этим рисунком предполагаемая размерность фазового пространства оценивается числом 8. Расчет этой же размерности по другим параметрам показывает, что размерность пространства параметров необходимых для решения прогнозных задач не превышает 10.

Следующий вопрос, на который необходимо ответить, заключается в том, достаточно ли имеющихся параметров.



На этот вопрос можно ответить с помощью факторного анализа или метода главных компонент. Количество таких компонент с весом, превышающим определенную величину, и определяет количество основных линейно независимых параметров данной совокупности. При сопоставимости этого количества с размерностью фазового пространства достоверность прогноза повышается.

По совокупности признаков, отобранных на основе факторного анализа и поведения реконструированных аттракторов формируется прогнозный параметр, распределение которого дает прогноз.

На рис. 4 показан прогноз логарифма проницаемости (рис. 4a) и суточного дебита нефти (рис. 4b).

На рис. 5 приведено сопоставление прогнозных данных и реальных данных, полученных на скважинах для логарифма проницаемости (рис. 5a) и суточного дебита нефти.

Выводы

Использование динамических характеристик наблюдаемых геолого-геофизических данных, отражающихся в поведении реконструированных аттракторов, позволяет повысить эффективность построения прогнозных моделей. Такое повышение происходит за счет использования дополнительных критериев отбора признаков и дополнительных соотношений, базирующихся на динамических характеристиках.

Предлагаемый подход позволяет отличать совокупности данных, возникших в результате воздействия некоторой геодинамической системы от случайной совокупности. Кроме того, в рамках этого подхода можно определить диапазон масштабов, в котором внешне случайная совокупность проявляет динамические свойства. Универсальность подхода подтверждается примерами его применения в задачах прогнозирования фильтрационно-емкостных параметров таких, как проницаемость и суточный дебит нефти и газа по комплексу наземных геофизических данных

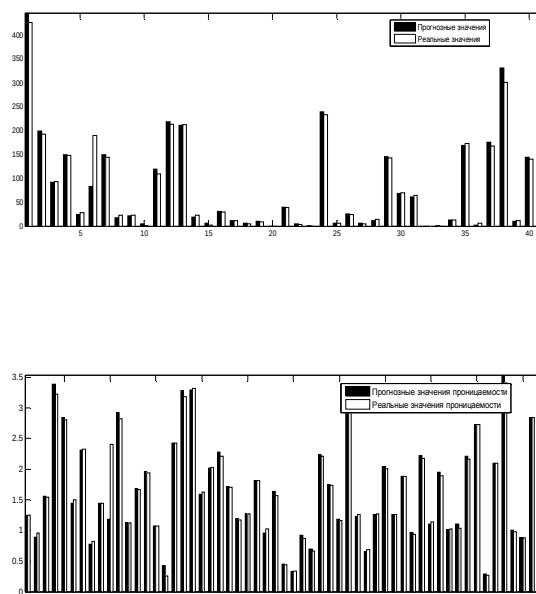


Рис. 5. Сопоставление прогнозных данных (черный) и реальных, полученных по скважинам (белый) для логарифма проницаемости (а) и суточного дебита нефти (б)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горяинов П.М. Самоорганизация минеральных систем. // Горяинов П.М., Иванюк Г.Ю. – М.: Геос. – 2001. – 312 с.
2. Broomhead D.S Extracting qualitative dynamics from experimental data [Text] / Broomhead D.S., King G.P. // Physica. – 1986. – V. D 20. – P. 217–235.
3. Haken, H. Synergetics. [Text] / Haken, H. // Springer-Verlag, Berlin. – 1977 275 p.
4. Packard N.H. Geometry from a Time Series [Text] / Packard N.H., Crutchfield J.P., Farmer J.D., Shaw R.S // Phys. Rev. Lett. – 1980. – V. 45. – P. 712–715.
5. Prigogine, I., Stengers I., Order out of Chaos [Text] /. Heinemann. London, – 1984. – 431 p.
6. Ruelle D-. On the nature of turbulence [Text] / Ruelle D., Takens F. // Comm. Math. Phys. – 1971. – V. 20. – P. 167–192.
7. Takens F. Detecting strange attractors in turbulence. [Text] / Takens F. // In: Dynamical Systems and Turbulence. Lecture Notes in Mathematics / Eds D. A. Rand, L.-S. Young. [Berlin: Springer-Verlag. – 1980. – V. 898. – P. 366–381.