

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

ГЕО-СИБИРЬ-2011

Т. 2

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

ч. 1

Сборник материалов
VII Международного научного конгресса

Новосибирск
СГГА
2011

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-2011. Т. 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч. 1: сб. матер. VII Междунар. научн. конгресса «ГЕО-Сибирь-2011», 19–29 апреля 2011 г., Новосибирск. – Новосибирск : СГГА, 2011. – 192 с.

ISBN 978-5-87693-438-3 (т. 2, ч. 1)

ISBN 978-5-87693-445-1 (т. 2)

ISBN 978-5-87693-437-6

В сборнике опубликованы материалы VII Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2011» 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 978-5-87693-438-3 (т. 2, ч. 1)

ISBN 978-5-87693-445-1 (т. 2)

ISBN 978-5-87693-437-6

© ГОУ ВПО «Сибирская государственная
геодезическая академия», 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Филатов В.В., Светозерский О.Ю. О формировании прогнозных параметров при решении поисковых задач	8
Илюшин В.В., Колесников Ю.И., Новаковский А.Ю., Новаковский Ю.Л., Сухомлинов Е.А., Федотов С.А. Определение конфигурации трещин, образованных при гидроразрыве продуктивного пласта методом наземного пассивного мониторинга	14
Тимофеев В.Ю., Ардюков Д.Г., Бойко Е.В., Тимофеев А.В., Ярошевич А.В., Горнов П.Ю. Использование приливных вариаций водного уровня в скважинах и барического эффекта для определения упругих параметров пласта	24
Рахматулин Р.А., Хомутов С.Ю., Липко Ю.В. Магнитное поле байкальской рифтовой зоны по данным высокоточной наземной векторной магнитной съемки	29
Пермяков М.Е., Дучков А.Д., Демежко Д.Ю., Казанцев С.А. Результаты изучения геотемпературного поля в скважине обсерватории «Талая» (южное побережье оз. Байкал)	35
Юшин В.И., Аюнов Д.Е., Дучков А.Д. Мониторинг изменений температуры под плитой действующего сейсмического вибратора	41
Тимофеев В.Ю., Ардюков Д.Г., Соловьев В.М., Шибаев С.В., Петров А.Ф., Горнов П.Ю., Шестаков Н.В., Бойко Е.В., Тимофеев А.В. Современная геодинамика и межплитные границы дальневосточного региона России по данным GPS измерений, сейсморазведки и сейсмологии ..	46
Дучков А.Д., Аюнов Д.Е., Пермяков М.Е. Результаты исследований температурного поля в наблюдательных скважинах семипалатинского полигона (Восточно-Казахстанская область)	51
Назаров Л.А., Назарова Л.А., Козлова М.П. Метод интерпретации геодезических данных для оценки параметров очага готовящегося землетрясения	58
Яскевич С.В., Андерссон Ф., Дучков А.А. Локация событий с одновременным уточнением параметров модели двухслойной среды, для случая, когда расстановка приемников пересекает границу	63
Горшкалев С.Б., Карстен В.В., Афонина Е.В., Бекешко П.С. Результаты изучения азимутальной анизотропии геологического разреза по данным многоволнового ВСП одной из скважин Западной Сибири ...	69
Скопинцева Л.В., Нефедкина Т.В., Айзенберг А.М., Айзенберг М.А., Ландро М. AVO инверсия закритических рр отражений от криволинейных границ	74
Дугаров Г.А. Анализ анизотропии скоростей и поглощения сейсмических волн в средах с одной системой параллельных трещин	79
Голиков Н.А., Машинский Э.И., Медных Д.А. Релаксационные пики затухания р- и s- волн в сухих и водонасыщенных породах при гидростатическом давлении	84
Копейкин А.В. Распространение сейсмических волн в контрастных	

микронеоднородных средах	92
Горшкалёв С.Б., Карстен В.В., Путинцева Д.Д. Методика определения ориентации трёхкомпонентных регистрирующих приборов на сейсмическом профиле	97
Родина О.А., Тимохина И.Г. Фауна из нижнекаменноугольных отложений крапивинской скважины	102
Изох Н.Г. Биостратиграфия по конодонтам девонских отложений Щучьинского выступа (СЗ Западно-Сибирской геосинеклизы)	108
Бахарев Н.К. Остракоды девона Щучьинского выступа (СЗ Западно-Сибирской геосинеклизы)	112
Садыкова Я.В. О факторах формирования состава подземных вод нижне-среднеюрских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины.....	114
Сухорукова А.Ф., Новиков Д.А. Гидрогеологическая стратификация приуральской нефтегазоносной области	120
Кох А.А. Геотермической зональности восточной части хатангского артезианского бассейна	125
Казаненков В.А., Шапорина М.Н. Региональные резервуары апт-альб-сеномана северных и арктических областей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и особенности размещения в них залежей и ресурсов углеводородов.....	130
Борисов Е.В., Пономарева Е.В. Пономарева Е.В. Перспективы нефтегазоносности средне-верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба	136
Нехаев А.Ю. Характер изменения пористости в песчаниках верхнетюменской подсвиты северных районов Западной Сибири....	142
Соколова В.С., Моисеев С.А., Константинова Л.Н. Построение емкостной модели проницаемого горизонта юго-восточной части Байкитской антеклизы на основе сейсмических, геологических и петрофизических данных	147
Моисеев С.А., Соколова В.С., Константинова Л.Н. Применение метода регрессионного анализа при прогнозе распределения значений пористости в терригенных коллекторах венда юга Байкитской нефтегазоносной области	152
Тейтельбаум Д.В., Мартьянов А.С., Сердюк К.С., Власов А.А., Соболев А.Ю. Решение задач скважинной геоэлектрики с помощью технологий ГРИД.....	157
Киндюк В.А., Назаров Л.А., Усольцева О.М., Цой П.А., Ельцов И.Н. Экспериментальное определение деформационных и прочностных характеристик породного массива в окрестности глубоких скважин	162
Антонов Ю.Е., Ельцов И.Н. Оценка возможностей индукционного каротажа при исследовании тонкослоистых структур	167
Онегова Е.В., Эпов М.И. Возможности метода переходных процессов для геонавигации горизонтальных скважин	173
Кудрявцев А.С., Макась А.Л., Трошков М.Л. Система концентрирования и	

хроматографического выделения метанола – нового анализита для измерения комбинированного изотопного состава метана.....	180
Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Формирование зоны проникновения при бурении с растворами на водной и нефтяной основе	185
Карташов Е.В., Балдин М.Н., Грузнов В.М. Опыт применения пассивных концентраторов для геохимической съемки.....	190
Балков Е.В., Стойкин Т.А. Малоглубинное частотное зондирование при поиске локальных проводящих мишеней	195
Антонов Е.Ю., Кожевников Н.О., Компаниец С.В. Проявления и учет индукционно-вызванной электрической поляризации верхней части разреза Восточной Сибири.....	201

CONTENTS

Filatov V.V., Svetozersky O.Yu. The prediction parameters creation method at the geophysical exploration.....	8
Ilyushin V.V., Kolesnikov Yu.I., Novakovsky A.Yu., Novakovsky Yu.L., Sukhomlinov E.A., Fedotov S.A. Determination of configuration of cracks formed under fracturing of productive bed by method of ground passive monitoring	14
Timofeev V.Y., Ardyukov D.G., Boyko E.V., Timofeev A.V., Yaroshevich A.V., Gornov P.Y. Tidal water level changes and barometric effects in wells: application to the determination of elastic constants of aquifers.....	24
Rakhmatulin R.A., Khomutov S.Y., Lipko Y.V. The magnetic field of baikal rift using the results of surface vector magnetic survey	29
Permyakov M.E., Duchkov A.D., Demezhko D.Yu., Kazantsev S.A. Results of studying of temperature field in borehole «Talaya» (southern coast of lake Baikal)	35
Yushin B.I., Ayunov D.E., Duchkov A.D. Monitoring of temperature changes under operating seismic vibrator.....	41
Timofeev V.Y., Ardyukov D.G., Soloviev V.M., Shibaev S.V., Petrov A.F., Gornov P.Y., Shestakov N.V., Boyko E.V., Timofeev A.V. Modern geodynamic and plate borders for far-east region of Russia by GPS, seismology and seismic methods.	46
Duchkov A.D., Ayunov D.E., Permyakov M.E. Results of the temperature field investigations in observations wells of semipalatinsk polygon (the East Kazakhstan area)	51
Nazarov L.A., Nazarova L.A., Kozlova M.P. Method of interpretation of the geodetic data for the estimation of parameters of an imminent seismic event focus	58
Yaskevich S.V., Andersson F., Duchkov A.A. Events location with simultaneous estimation of the parameters of two layer model, for the case when the receiver string straddles the interface.....	63
Gorshkalev S.B., Karsten W.V., Afonina E.V., Bekeshko P.S. The results of studying the geological section's azimuthal anisotropy from the multywave vsp data from one of the wells in Western Siberia.....	69
Skopintseva L.V., Nefedkina T.V., Aizenberg A.M., Ayzenberg M.A., Landro M. AVO inversion for post-critical pp reflections erom curved interfaces	74
Dugarov G.A. Analysis of seismic-wave velocity and attenuation anisotropy in media with one system of parallel fractures	79
Golikov N.A., Mashinskii E.I., Mednykh D.A. Relaxation attenuation peaks for p- and s- waves in dry and water-saturarted rocks at hydrostatic pressure. 84	
Kopeykin A.V. Propagation of seismic waves in contrast micro inhomogeneous media	92
Gorshkalev S.B., Karsten W.V., Putintseva D.D. Technique for determining the multicomponent geophone orientation on a seismic line.....	97
Rodina O.A., Timokhina I.G. Fauna from the lower carboniferous of borehole krapivino.....	102

Izokh N.G. Conodont biostratigraphy of devonian of the Shchuchiy ledge (nw of the West Siberian geosyncline)	108
Bakharev N.K. Devonian ostracods from the Shchuchiy ledge (nw of the West Siberian geosyncline)	112
Sadykova Ya.V. About factors of the lower-middle jurassic sediment groundwaters composition formation of the Yenisei-Hatanga regional flexure east part and of the Anabaro-Hatanga saddle	114
Sukhorukova A.F., Novikov Dm.A. Hydrogeological stratification of priural oil-and-gas region	120
Kokh A.A. Geothermal zonality of east part hatangski artesian basin	125
Kazanenkova V.A., Shaporina M.N. Aptian-albian-cenomanian regional reservoirs in the northern and arctic areas of the West Siberian petroleum province and the specificity of localization of hydrocarbon accumulations and resources contained therein	130
Borisov E.V., Ponomareva E.V. Prospects for oil and gas medium-upper jurassic deposits of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough	136
Nekhaev A.Yu. The nature of porosity evolution in the upper tyumen subformation sandstones in the north of West Siberia	142
Sokolova V.S., Moiseev S.A., Konstantinova L.N. Build-up capacitive model permeable horizons south-eastern part of Bajkit anteklize based on seismic, geological and petrophysical data	147
Moiseev S.A., Sokolova V.S., Konstantinova L.N. Applying regression analysis to prediction of porosity value distribution of the vendian terrigenous reservoirs in the south of Baikit oil-gas region	152
Teytelbaum D.V., Martianov A.S., Serdyuk K.S., Vlasov A.A., Sobolev A.Yu. Solving tasks of borehole geoelectrics using GRID technology	157
Kindyuk V.A., Nazarov L.A., Usoltseva O.M., Tsoy P.A., Yeltsov I.N. Experimental determination of rock mass deformation and strength indexes in the vicinity of deep boreholes	162
Antonov Yu.E., Yeltsov I.N. Induction logging capabilities of thinly-laminated formation evaluation	167
Onegova E.V., Epov M.I. Potential of transient electromagnetic method for geosteering horizontal wells	173
Kudryavtsev A.S., Makas A.L., Troshkov M.L. The system of enrichment and chromatographic separation of methanol – the new analyte for determination of the combined isotopic composition of methane	180
Yeltsov I.N., Nesterova G.V., Kashevarov A.A. Formation of invaded zone during drilling with water- and oil-based mud	185
Kartashov E.V., Baldin M.N., Gruznov V.M. Application of passive concentrators for geochemical survey	190
Balkov E.V., Stoykin T.A. Shallow frequency sounding for exploration of local conductive targets	195
Antonov E.Yu., Kozhevnikov N.O., Kompaniets S.V. The manifestation of and allowing for the inductively induced polarization of the near-surface in Eastern Siberia	201

УДК 553.98:004.032.26

В.В. Филатов, О.Ю. Светозерский
ФГУП «СНИИГГиМС», Новосибирск

О ФОРМИРОВАНИИ ПРОГНОЗНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ РЕШЕНИИ ПОИСКОВЫХ ЗАДАЧ

В статье рассмотрен один из возможных путей формирования прогнозных параметров, основанный на реконструкции некоторых характеристик геодинамических систем, находящих отражение в совокупности наблюдаемых геолого-геофизических данных.

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

THE PREDICTION PARAMETERS CREATION METHOD AT THE GEOPHYSICAL EXPLORATION

The article proposes one of possible ways of the prediction parameters creation, based on reconstruction of some geodynamic systems characteristics which are reflected in observed geological and geophysical data set.

После многочисленных публикаций касающихся проблем нелинейности геологической среды фактически сформировалась новая парадигма нелинейной геологии, в основу которой легли синергетические положения о фундаментальной способности сильно неравновесных систем порождать высокоорганизованные структуры [1].

Один из наиболее перспективных путей, открывающихся в рамках этой новой парадигмы, заключается в возможности непротиворечиво описывать хаотическую динамику и предсказывать появление хаоса в тех или иных системах, а также в разработке методов предсказания поведения хаотических систем.

Отсюда вытекают как минимум два направления, имеющие большую практическую значимость: появление нового взгляда на модели формирования геологической среды и возникновение новых возможностей для прогноза.

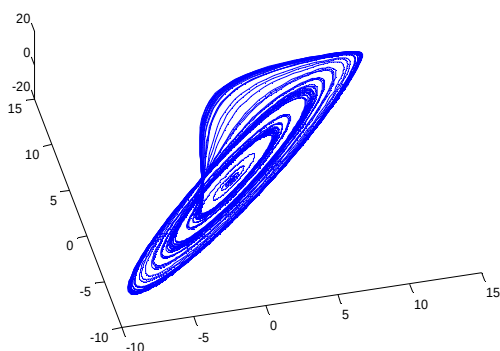
Решение задачи прогноза зон перспективных на поиски различных полезных ископаемых является одной из актуальных проблем современной геофизики. Один из возможных путей получения прогнозных оценок базируется на подходе, связанном с использованием синергетических принципов в задачах геолого-геофизического прогноза.

В геологии в основе прогнозно-поисковых и разведочных работ обычно лежат некоторые генетические концепции являющиеся базисом для получения различных реконструкций, на которых, собственно и строятся прогнозные модели.

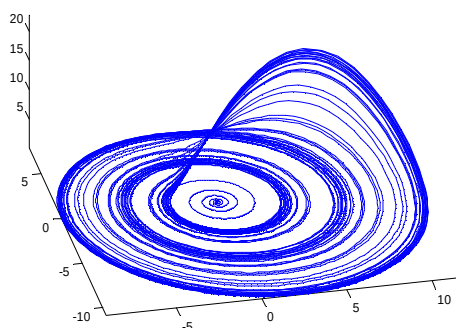
Авторы новой парадигмы предлагают перенести акцент исследования с построения генетических моделей на выявление действительной структуры геологических объектов. Эту же мысль высказывал А.Н. Заварицкий еще в 1939г.: «Прогнозирование должно базироваться на фактах, а не на генетических гипотезах, ...которые менялись, меняются и будут меняться», и что неправильно «считать гипотезы конечной целью изучения» [2].

Подход базируется на получении дополнительной информации об объекте поиска на основе анализа реконструированных аттракторов динамических систем, в результате гипотетического воздействия которых образовались прогнозируемые геологические объекты. Напомним, что аттрактор - это совокупность точек отображающих эволюцию системы в пространстве параметров.

Реальный аттрактор, создавая фазовый портрет системы, дает дополнительные латентные связи между параметрами, поведение которых он отражает. Использование этих связей и позволяет по-новому сформировать прогнозный параметр.



а



б

Рис. 1. Аттрактор восстановленный по «псевдовременному ряду» и реальный аттрактор Ресслера

На практике, с учетом того, что мы наблюдаем не динамику процесса, а только некоторую застывшую картину, поведение аттрактора может быть только промоделировано с помощью некоторых приближений. Один из возможных способов заключатся в формировании искусственного псевдовременного ряда по площадным данным.

Более подробно этот вопрос рассмотрен в работе [3]. Наличие такого ряда позволяет надеяться на воссоздание достаточно адекватной модели реального аттрактора по теореме Такенса [4].

На рисунке приведен пример аттрактора восстановленного по предлагаемой схеме и реального аттрактора Ресслера, взятого как модельный пример.

Такой способ реконструкции аттрактора позволяет оценить временной интервал, на котором

возможен прогноз. Кроме того, этот подход дает возможность ответить на вопросы, связанные с оптимизацией количества и состава признаков, используемых при прогнозе [3].

Но в данной работе хотелось бы остановиться непосредственно на схеме формирования прогнозного параметра. Для этого мы должны рассмотреть один из вариантов реконструкции непосредственно динамической системы, в результате эволюции которой и возникает смоделированный аттрактор.

Идея реконструкции уравнений или отображений, отражающих поведение системы на основании анализа реализаций вкратце состоит в следующем [5]. Сначала определяется размерность вложения, т.е. размерность фазового пространства конструируемой модели.

Схема, описанная в работе [3], позволяет определить такую размерность и подобрать оптимальный набор данных (измеряемых признаков) которые могут формировать прогнозный параметр. Этот набор признаков определяет вектор состояния системы.

Итак, пусть размерность фазового пространства модели t уже выбрана. Построим набор векторов, отвечающих последовательным точкам траектории:

$$y(n) = (y_m(n), y_{m-1}(n), \dots, y_1(n)).$$

Соотношения, связывающие компоненты вектора состояния в два последовательных дискретных момента времени, можно представить в виде [5]:

[illegible]

Собственно говоря, конструкция функции f и определяет прогнозный параметр. Отметим специфику нашего подхода, связанную с построением, псевдовременного ряда, который фактически устанавливает формальную связь между точками в «псевдовремени» и реальными пространственными точками.

Формально мы можем переписать последнее уравнение системы (1) в виде

$$y_m(n+1) = f(y_1(n), y_1(n+1), y_2(n+1), \dots, y_{m-1}(n+1)), \quad (2)$$

и искать функцию f исходя из минимизации соответствующего функционала.

Такое соотношение, вообще говоря, выполняется при достаточно малом интервале между двумя состояниями системы, на которых проводится прогноз. Пример такого локального прогноза показан на рисунке 2. Использование предлагаемой методики позволяет прогнозировать различные параметры, влияющие, в частности, на дебетность скважин в пределах месторождения. Одним из таких факторов является засоленность, существенно изменяющая фильтрационно-емкостные параметры коллектора.

На рисунке 2. приведен прогноз распределения зон засоленности в районе одного из месторождения Восточной Сибири, построенный по комплексу геофизических данных. Для сравнения на рисунке показаны контуры участков с засоленностью, превышающей 5%, полученные по скважинным данным и результатам изучения керна.

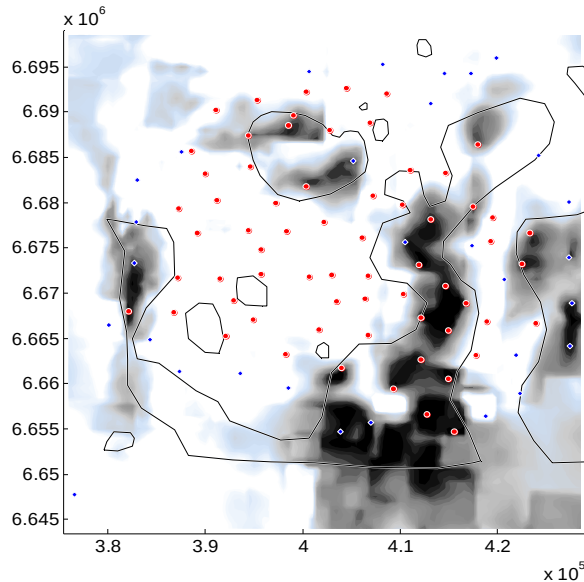


Рис. 2. Прогноз распределения зон засоленности построенный по комплексу наземных геофизических данных. Черные контуры показывают реальные границы участков с засоленностью, превышающей 5%.

Однако формальное использование соотношения (2) показало, что в рассматриваемых задачах геолого-геофизического прогноза возможно использование функции f , сформированной для ограниченной области, на достаточно больших интервалах. Аттракторы, реконструированные методом запаздывания (рис. 3) по реальным геофизическим данным показывают, что даже для очень большого «временного» интервала сохраняются связи между векторами состояния, отражающиеся в четкой геометрии рисунка.

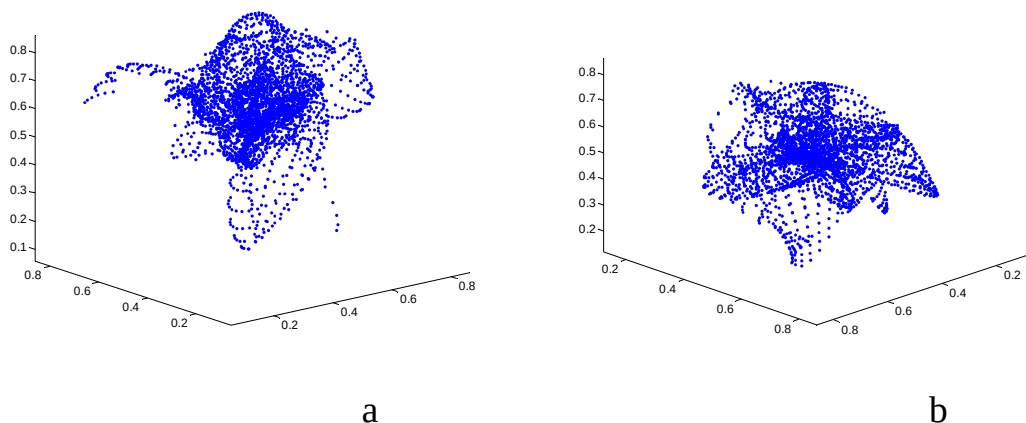


Рис. 3. Аттракторы, реконструированные методом запаздывания со сдвигом $\Delta t = 10$ (a) и $\Delta t = 1000$ (b)

Для примера рассмотрим модельную задачу прогноза распределения параметра суммарной продольной проводимости на площади, расположенной в

Восточной Сибири. Этот параметр определяется достаточно достоверно, и на данной площади проведен большой объем измерений, позволяющих объективно судить о его распределении. Исходная информация о проводимости задавалась в точках, взятых на двух пересекающихся профилях. Результат прогноза показан на рис. 4. Для сравнения на рис. 5 показано реальное распределение суммарной продольной проводимости по площади полученное по результатам работ методом становления поля.

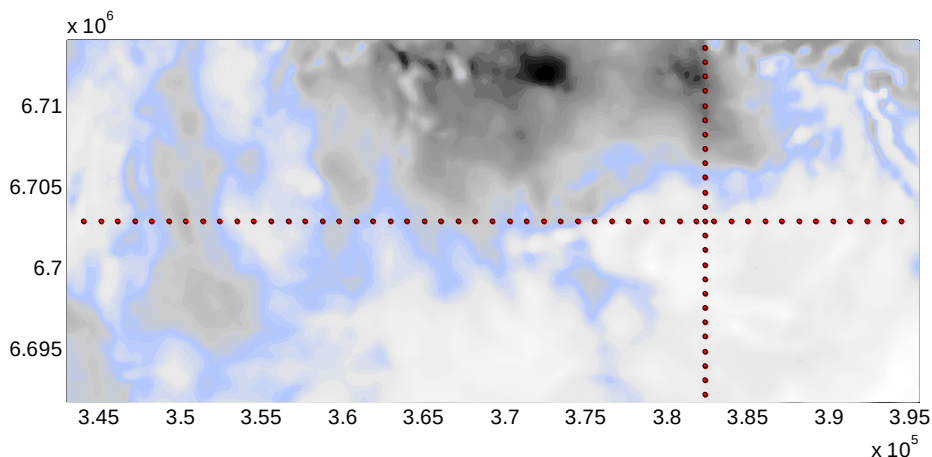


Рис. 4. Прогноз площадного распределения суммарной продольной проводимости по данным других (не электроразведочных) геофизических данных, взятых на двух пересекающихся профилях. Круги на рисунке обозначают положение точек, в которых задавались значения данных

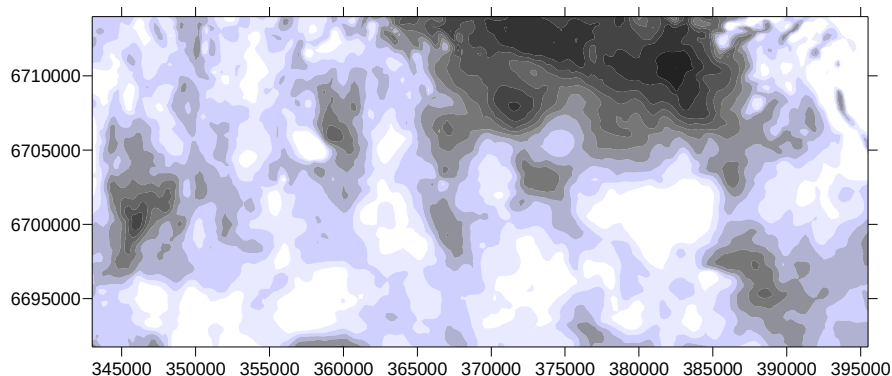


Рис. 5. Реальное распределение суммарной продольной проводимости

Таким образом, показано, что предложенный подход позволяет достаточно успешно решать практические задачи прогнозирования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Горяинов П.М., Иванюк Г.Ю. Самоорганизация минеральных систем. [Текст] М.: ГЕОС, 2001. 312 с.
2. Заварицкий А.Н. О картах прогноза. [Текст] // Вестник АН СССР, 1939, № 8-9.
3. Филатов В.В., Светозерский О.Ю. Синергетические аспекты интерпретации геолого-геофизических данных [Текст]. М. ГЕОКАРТ- ГЕОС, 2010. 136 с

4. Takens F. Detecting strange attractors in turbulence.[Text] //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.

5. Кузнецов С. П. Динамический хаос (курс лекций). [Текст]. М: Издательство физико-математической литературы, 2001. 296 с

© В.В. Филатов, О.Ю. Светозерский, 2011

УДК 550.347.29

*В.В. Илюшин, Ю.И. Колесников, А.Ю. Новаковский, Ю.Л. Новаковский,
Е.А. Сухомлинов, С.А. Федотов*

Научно-производственное предприятие «Сибнефтегаз», Новосибирск

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНФИГУРАЦИИ ТРЕЩИН, ОБРАЗОВАННЫХ ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА МЕТОДОМ НАЗЕМНОГО ПАСССИВНОГО МОНИТОРИНГА

Даны описания методики и условий регистрации сейсмических сигналов, а также методика и результаты вычислений конфигурации трещин, образующихся при ГРП с нерегулярной системой наблюдений. Представлены результаты работ при гидроразрыве продуктивного пласта на скважине № 15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром». Работы выполнялись в августе 2009 года ЗАО НПП «Сибнефтегаз» совместно с ООО «Газпром геофизика».

*V.V. Ilyushin, Yu.I. Kolesnikov, A.Yu. Novakovsky, Yu.L. Novakovsky, E.A.
Sukhomlinov, S.A. Fedotov*

Scientific-industrial enterprise «Sibneftegaz», Novosibirsk

DETERMINATION OF CONFIGURATION OF CRACKS FORMED UNDER FRACTURING OF PRODUCTIVE BED BY METHOD OF GROUND PASSIVE MONITORING

Procedure and conditions of seismic signals registration, as well as methods and results of calculation for configurations of cracks formed during bed hydro-rupture, under irregular spread are done. Results on studies of bed hydro-rupture in bore-hole No15 of Patron deposit, Kanevsky GIA «Kuban’GazProm» Ltd., are discussed.

Введение

Гидравлические разрывы продуктивных пластов сразу после окончания проводки скважин или во время их эксплуатации являются эффективным средством повышения нефтеотдачи пластов.

Математическое моделирование гидроразрыва дает возможность определить параметры этого технологического процесса до его начала, спрогнозировать примерные геометрические характеристики и размер планируемых трещин. Однако точность такого прогноза существенно зависит от реального состояния пласта – его размеров и положения, напряженно-деформированного состояния, неоднородности механических свойств, проницаемости и т.д. Поэтому весьма важной задачей является определение реальных (а не расчетных) параметров трещины или трещиноватой зоны, появившейся в результате проведения гидроразрыва.

В процессе образования трещин генерируются сейсмические сигналы, поэтому сейсмический мониторинг является наиболее эффективным средством контроля их образования.

Для определения параметров трещин используются скважинный и наземный мониторинг. При скважинном мониторинге многоточечные трехкомпонентные сейсмические зонды устанавливаются в соседнюю скважину. Азимуты определяются по поляризации продольных волн, а расстояния - по разности прихода продольных и поперечных волн (1, 2). Иногда сейсмические зонды цементируются в более мелких скважинах (3, 4).

При скважинном мониторинге продольные и поперечные волны выделяются сравнительно легко за счет низкого уровня сейсмических помех. Но его проведение имеет ряд существенных недостатков. Во-первых, далеко не всегда в окрестностях скважины, на которой проводится ГРП, имеется скважина, в которую может быть установлен сейсмический зонд. Во-вторых, для определения поляризации продольных волн требуются дорогостоящие прецизионные сейсмические зонды и их ориентация в пространстве. В-третьих, место установки сейсмоприемников определяется местом расположения и профилем скважины.

При наземном мониторинге сейсмоприемники устанавливаются по радиальным профилям. Точка пересечения профилей или совмещается с проекцией забоя на дневную поверхность (5) или смещается на некоторое расстояние (6).

Наземный сейсмический мониторинг с нерегулярной системой наблюдений

Нефтяные и газовые скважины не редко располагаются в окружении озер, болот, коммуникаций, а уровень микросейсмических шумов существенно превышает уровни сейсмических сигналов, возбуждаемых трещинами, образующимися при ГРП. Для минимизации влияния микросейсмических шумов и работы в условиях ограниченного места установки сейсмоприемников в ЗАО НПП Сибнефтегаз был разработан наземный сейсмический мониторинг с нерегулярной системой наблюдений для определения формы и размеров трещин, образующихся при ГРП.

При использовании нерегулярной системы наблюдений необходимо определить зону установки сейсмоприемников и их количество исходя из геологических и аппаратурных особенностей.

Определение зоны установки сейсмоприемников

Для обеспечения необходимой точности определения координат сейсмического источника система наблюдений должна обладать достаточной разрешающей способностью в заданной области обнаружения и идентификации сейсмических источников, которая определяется шагом установки сейсмоприемников и частотой дискретизации сейсмических сигналов.

При возбуждении сейсмического сигнала в точке Z на глубине H до дневной поверхности в вертикальном направлении он достигнет через время t_0 (рис. 1):

$$t_0 = H/V,$$

где V – средняя скорость сейсмических волн в среде.

До первого сейсмоприемника этот же сигнал достигнет через время t_1 :

$$t_1 = \frac{\sqrt{H^2 + L^2}}{v} = t_0 + \Delta t_1$$

а до второго сейсмоприемника через время t_2 :

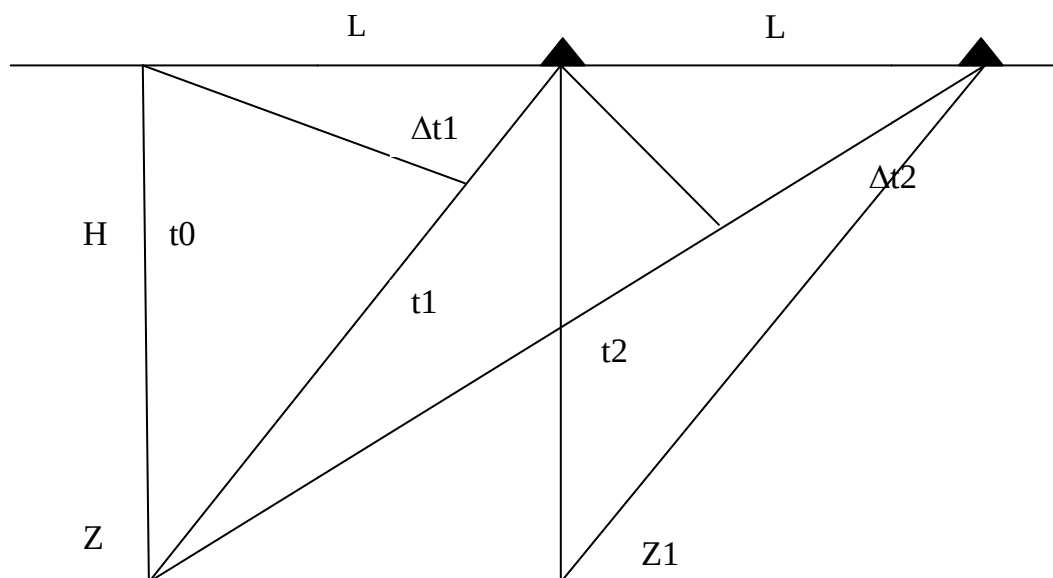


Рис. 1

$$t_2 = \frac{\sqrt{H^2 + 4L^2}}{v} = t_1 + \Delta t_2$$

Если Δt_2 меньше периода дискретизации сейсмических сигналов, то сейсмические сигналы из точки Z на первом и втором сейсмоприемниках будут неразличимы. Аналогично сигналы, пришедшие из точек Z и Z1 будут неразличимы.

Для полноценного использования каждого сейсмоприемника Δt_2 должно быть в 3-5 раз больше периода дискретизации сейсмических сигналов. При расстановке сейсмоприемников с шагом 10 метров по линейному профилю в радиальном направлении от устья скважины (для вертикальных скважин) задержки достижения сейсмических сигналов из точки Z будут составлять:

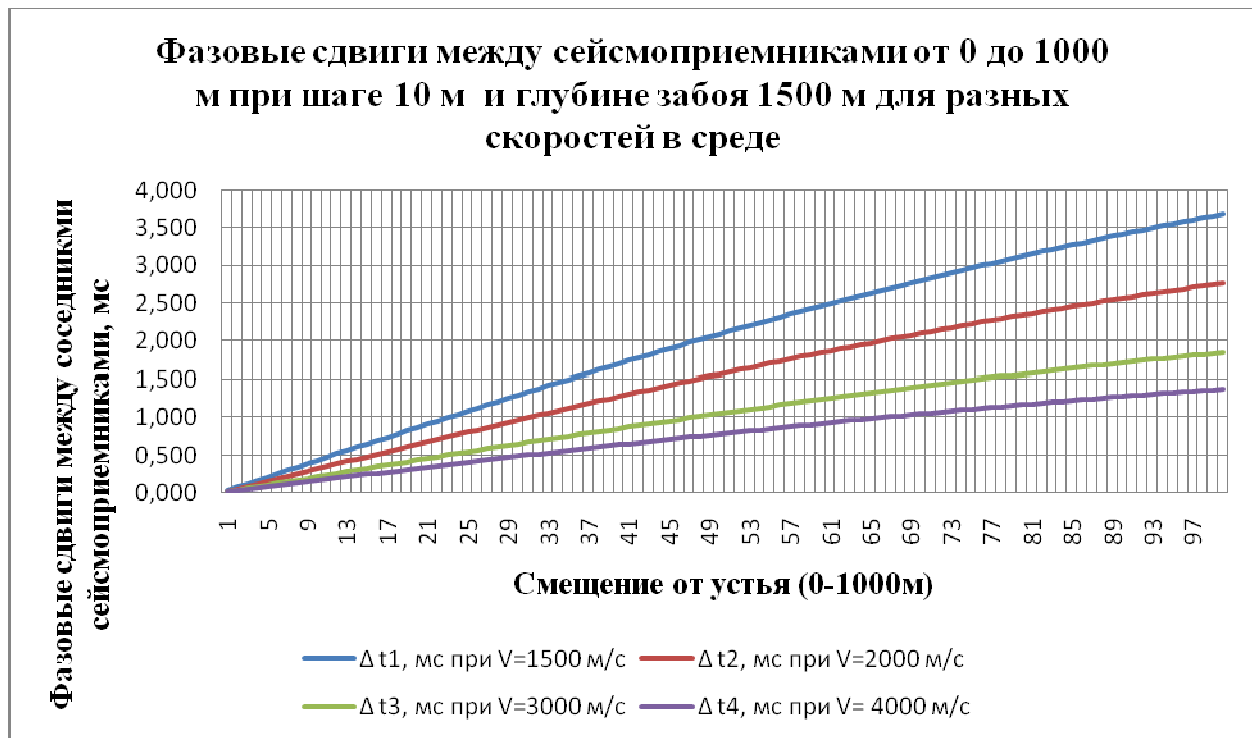


Рис. 2

Из графиков (рис. 2) следует, что при скорости 2 км/с и периоде дискретизации сейсмических сигналов 1 мс минимальное расстояние сейсмоприемников до проекции точки Z на дневную поверхность не должно быть меньше 300 метров или 1/5 от глубины точки Z.

Скорости распространения сейсмических волн в земной коре имеют разные значения, поэтому сейсмические волны распространяются по криволинейным траекториям в соответствии и градиентом скоростей в данном месте. Причем отклонения от прямолинейных траекторий увеличиваются с удалением от вертикальной проекции (рис. 3).

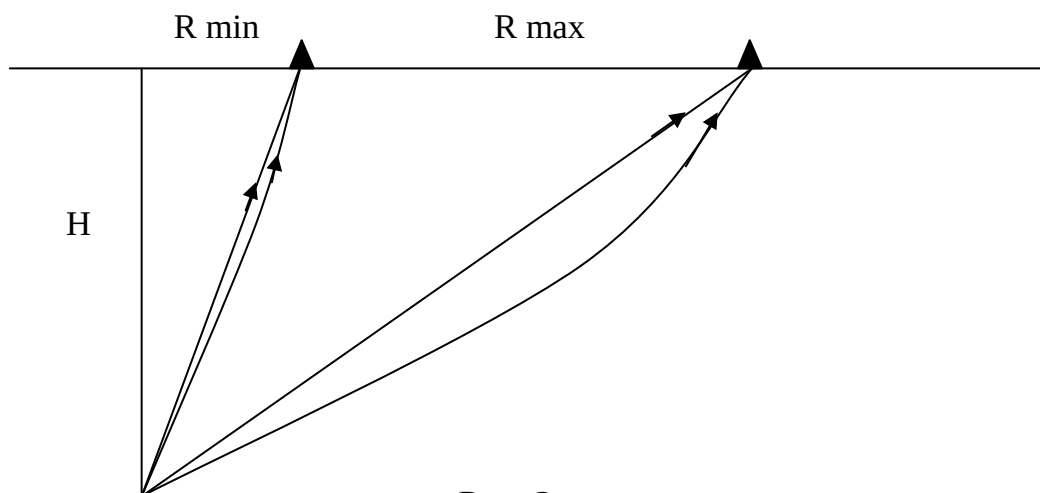


Рис. 3

Обычно при удалениях до 0,8 от глубины забоя скважины криволинейность распространения сейсмических волн можно не учитывать.

При расстановке сейсмоприемников не в радиальном направлении (рис. 4) расстояния между сейсмоприемниками должны быть такими, чтобы их радиальные удаления удовлетворяли описанным выше требованиям.

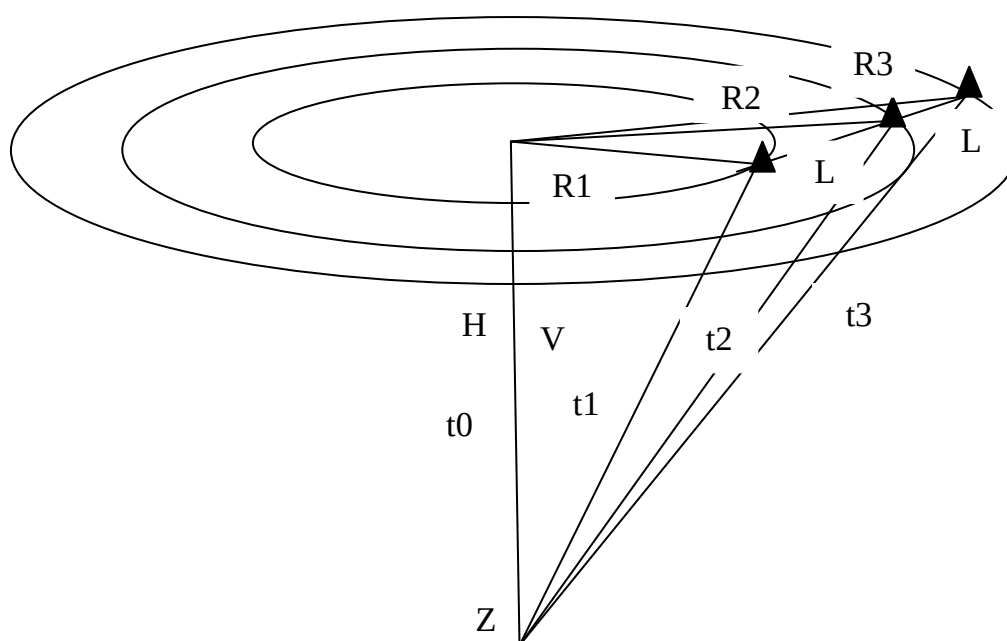


Рис. 4

Определение количества сейсмоприемников

При наземном мониторинге, как правило, уровень микросейсмических и промышленных шумов превышает уровень полезных сигналов. Если частотная фильтрация не позволяет достичь существенного превышения полезных сейсмических сигналов над уровнем шума необходимо применять статистические методы подавления шумов. В частности, если сейсмический шум соответствует «белому шуму», то для увеличения отношения сигнал/шум в N раз количество сейсмоприемников должно быть:

$$N \geq \sqrt{M},$$

где M количество сейсмоприемников.

Определение координат источников сейсмических сигналов

При проведении ГРП процесс образования трещин состоит из последовательности образования единичных трещин. При образовании единичной трещины происходит накопление энергии в точке раскрыва трещины и импульсный разрыв породы с квазигармоническим перемещением её стенок. В разных условиях длина единичной трещины может составлять 2-4 м (7), 3-10 м (8) или 12-28 м (9).

Поскольку размеры единичных трещин много меньше расстояния до сейсмоприемников, то с высокой степенью достоверности процесс образования единичных трещин можно считать точечными источниками квазигармонических сейсмических сигналов вида:

$$A(t) = A_0 * e^{-\alpha t} \sin(\omega_0 t + \varphi),$$

Частота ω_0 и амплитуда A_0 в первую очередь определяются размером единичной трещины, амплитудой смещения стенок трещины и прочностными свойствами среды. А задача определения координат единичной трещины сводится к задаче определения координат импульсного точечного сейсмического источника.

В условиях высокого уровня микросейсмических шумов наиболее эффективным средством для определения местоположения сейсмического источника является последовательное измерение уровней сейсмических сигналов в области возможного появления трещин. Для этого на уровне продуктивного пласта формируется гипотетическая сетка (X_i, Y_j) , в узлах которой измеряются уровни сейсмических сигналов (рис. 5).

В процессе выполнения работ исходные сейсмограммы записываются в файлы. Одновременно производятся измерения уровней сейсмических сигналов в узлах сетки в пределах временного скользящего окна. При обнаружении сейсмического сигнала, превышающего на заданную величину уровень шумов, его координаты, амплитуда и время обнаружения записываются в файл и отображаются на экране монитора и процесс измерений продолжается до окончания ГРП.

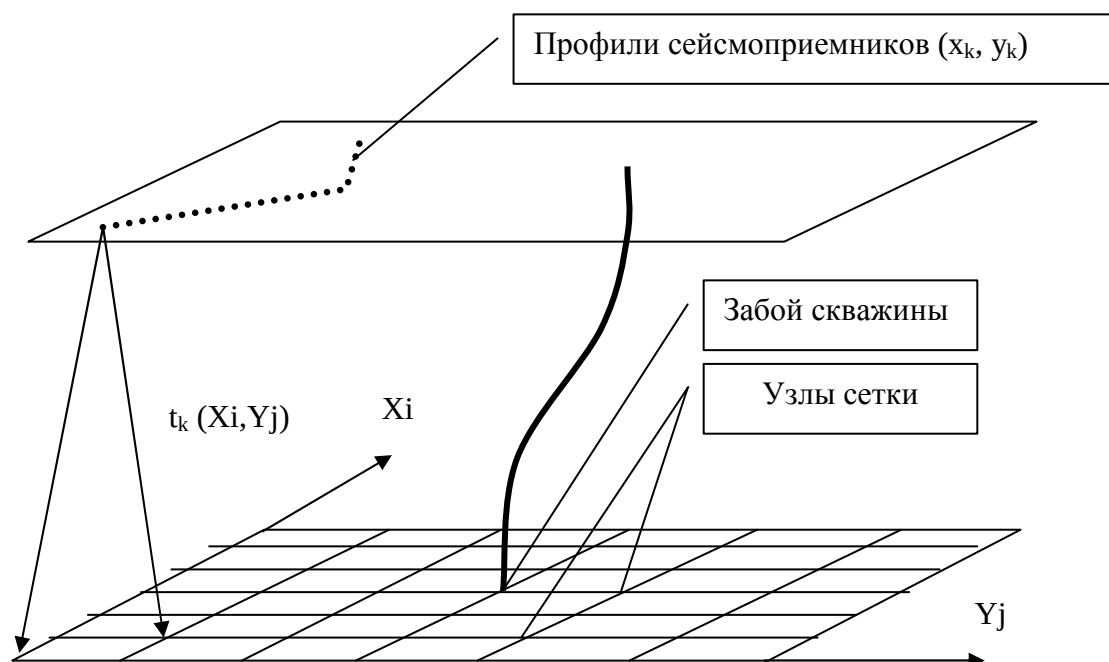


Рис. 5

Интерпретация и представление результатов измерений

Исходя из прочностных свойств среды, зависимости скорости распространения трещин от темпов закачки жидкости и ряда других параметров определяется соотношение амплитуды и частоты сейсмических сигналов и размеров единичных трещин. Размеры, форма и местоположение трещин, образованных при ГРП, определяется как совокупность единичных трещин и трехмерной аппроксимации полученных вычислений.

Методика и результаты полевых работ

Данная технология была использована при проведении ГРП на скважине № 15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром».

Параметры скважины и ГРП приведены в таблице:

п/п	Параметр	Значение
1.	Глубина пласта, м	1529,5-1532,3
2.	Интервал перфорации, м	1529-1532
3.	Общий объем закаченной смеси, м ³	77,656
4.	Общий объем закаченной жидкости, м ³	71,3
5.	Общая масса проппанта, кг	18865
6.	Время закачки, мин	60

Для регистрации сейсмических сигналов использовалась нерегулярная система из 30 точек регистрации, расположенных по семи профилям (рис. 6).

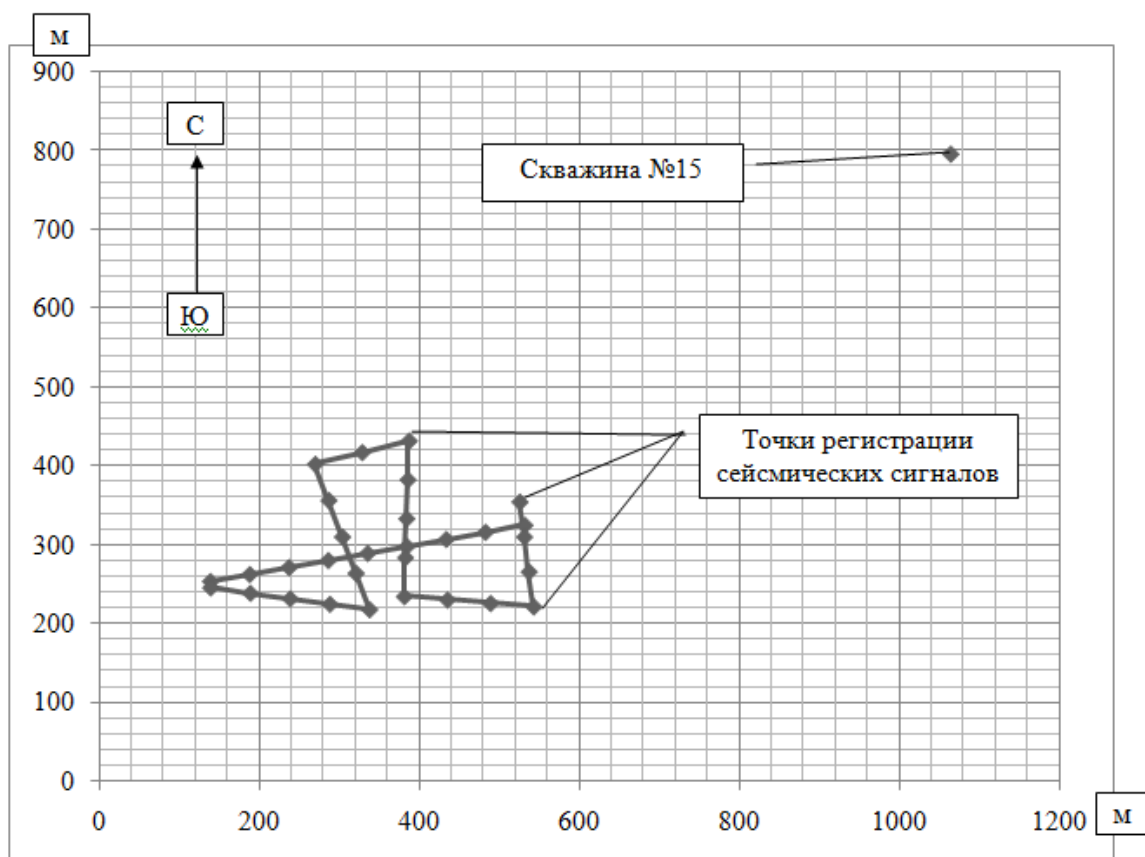


Рис. 6

В каждой точке регистрации устанавливалась группа из 5 сейсмоприемников, которые посредством сейсмокоды подключались к стандартной сеймостанции СТС-24. Интервал между группами составлял 50 метров и замерялся мерной лентой, поэтому погрешность расстояний между группами сейсмоприемников не превышала 5 см. Для привязки системы наблюдений к топографической системе координат координаты устья скважины и крайних точек профилей измерялись приемником GPS. Расстояния от ближней и дальней точек системы наблюдений до устья скважины составляли 697,8 м и 1078,35 м соответственно, что при глубине скважины 1 500 метров можно считать оптимальным.

Записи сейсмограмм производились в стандартном формате «*.sgy». Для исключения потери данных в результате возможных сбоев, записи сейсмограмм велись файлами по 3 минуты 20 секунд до, во время и после ГРП. Всего в течение 4 часов 20 минут было записано 39 файлов.

В соответствии с описанной выше методикой были вычислены координаты 275 сейсмических событий, соответствующих 275 единичным трещинам. В ускоренном режиме производилось суммирование единичных трещин, их аппроксимация и вывод на монитор компьютера. Результаты приведены на рис.7а-7г.

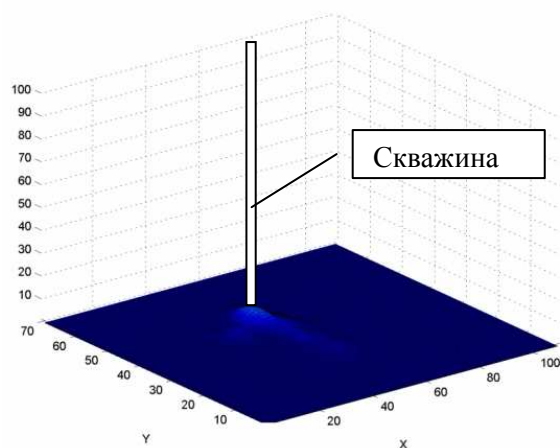


Рис. 7а

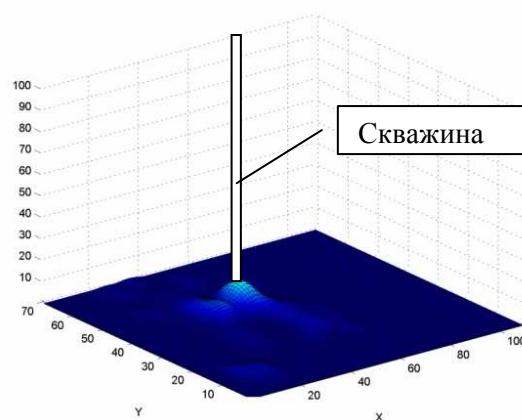


Рис. 7б

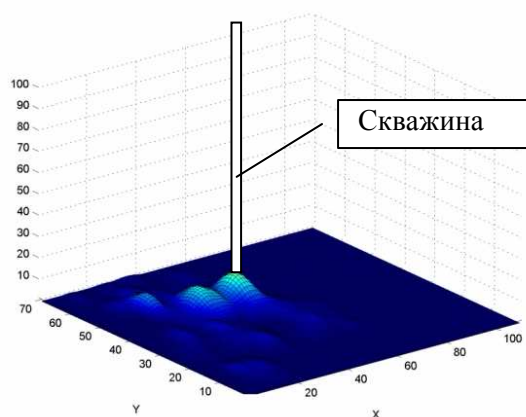


Рис. 7в

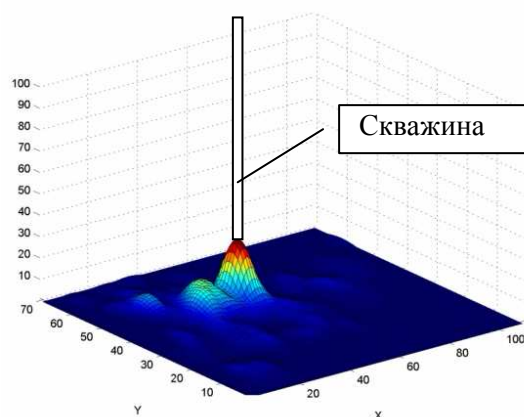


Рис. 7г

Как следует из рис.7, развитие трещин происходит как по длине, так и по высоте. Причем направления развития трещин носят нерегулярный характер. Кроме того, крылья трещин высотой меньше диаметра частиц пропанта, которые после снятия давления схлопнутся, могут составлять 10 и более метров.

Заключение

Разработан наземный сейсмический мониторинг ГРП с нерегулярной системой наблюдений, который позволяет проводить работы в сложных условиях местности. Разработанные методика и программное обеспечение показали его высокую эффективность при поведении ГРП на скважине №15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Pearson C. The relationship between microseismicity and high pore pressure during hydraulic stimulation experiments in low permeability granite rocks // J. Geophys. Res. – 1981. – V. B86. – P. 7855-7864.
2. Александров С.И., Бандов В.П., Гогогенков Г.Н., Кашик А.С., Копеев К.Н., Бижанов А.Н., Исказиев К.О. «Определение геометрии гидроразрывов на месторождении Узень при помощи скважинного пассивного сейсмического мониторинга», Тверь, НТВ «Каротажник», выпуск 11(176), 2008 г.

3. Sasaki S. Study on the microearthquakes associated with hydraulic fracturing experiment at the Hijiori site // Cent. Res. Inst. Elec. Power Ind. Quart. Abstrs. – 1990. - N 52, P. 17.
4. Sasaki S. Characteristics of microseismic events induced during hydraulic fracturing experiments at the Hijiori hot dry rock geothermal energy site, Yamagata, Japan // Tectonophysic. – 1998. – V. 289. – P. 171-188.
5. Муртаев И.С., Зоммер Б.К., Савин В.Г., Брыксин И.В., Кочнев В.А., Поляков В.С., Гоз И.В. Опыт регистрации и обработки сейсмических данных, полученных в процессе производства гидравлического разрыва пласта, Технологии ТЭК №02/2006.
6. Олег Кузнецов, Игорь Чиркин, Владислав Фирсов , Сейсмический мониторинг как инструмент повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, Технологии ТЭК, 06/2006 г.
7. Jost M.L., Buebelberg T., Jost O., Harjes H.-P. Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany // Bull. Seismol. Soc. Am. – 1998. – V. 88. – P. 815-832.
8. Bame D., Fehler M. Observation of long-period earthquakes accompanying hydraulic fracturing // Geophys. Res. Lett. – 1986. – V. 13. – P. 149-152.
9. Spann H. Spectral investigations of hydraulic fracture induced seismic events // Phys. Earth and Planet. Inter., [Pap.] 5 Potsdam Meet. Geodyn. and Seismic Source Process. Stress, Strength and Vissosity Lithosph., 28 March - 2 Apr., 1989. – 1992. – V. 69. – P. 3-4.

© В.В. Илюшин, Ю.И. Колесников, А.Ю. Новаковский, Ю.Л. Новаковский,
Е.А. Сухомлинов, С.А. Федотов, 2011

УДК 550.832.9

*В.Ю. Тимофеев¹, Д.Г. Ардюков¹, Е.В. Бойко¹, А.В. Тимофеев¹, А.В. Ярошевич²,
П.Ю. Горнов³*

¹ ИНГГ СО РАН, Новосибирск

² ИТЦ ГМГС, Иркутск

³ ИТиГ ДВО РАН, Хабаровск

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИЛИВНЫХ ВАРИАЦИЙ ВОДНОГО УРОВНЯ В СКВАЖИНАХ И БАРИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УПРУГИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА

Вариации водного уровня в скважине отражают приливный, барический и тектонические эффекты. Атмосферное давление и уровень воды записывался в скважинах, расположенных на Дальнем Востоке России, континентальная точка в 300 км от берега моря – Бычиха, около Хабаровска и на побережье – на полуострове Камчатка и Курилах. Изучался отклик системы на периодическое приливное воздействие. Вариации уровня отражают дилатацию в слое, а также вариации атмосферного давления, что даёт возможность изучать упругие модули и пористость слоя в условиях статической модели. Эксперимент позволяет получать эти параметры с точностью 5%. Для близких в океану скважин – значителен его вклад. Для одних типов моделей пористость является предметом изучения, для других, например, скважина Талая пройденная в монолитных породах около Байкала, предмет изучения – ориентация системы трещин. Для сравнения рассматриваются результаты для неглубокой скважины в Королевской Обсерватории Бельгии в Брюсселе, здесь сложно выбрать определенную модель явления.

V.Y. Timofeev¹, D.G. Ardyukov¹, E.V. Boyko¹, A.V. Timofeev¹, A.V. Yaroshevich², P.Y. Gornov³

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

² METEO-SERVIS, 17, Rossiiskai st., 41, Irkutsk, 664025, Russia

³ Institute of Tectonics and Geophysics, Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, Kim Yu Chena st., 65, Khabarovsk, 680063, Russia

TIDAL WATER LEVEL CHANGES AND BAROMETRIC EFFECTS IN WELLS: APPLICATION TO THE DETERMINATION OF ELASTIC CONSTANTS OF AQUIFERS

Water level fluctuations in wells reflect tide, barometric, and tectonic effects. Atmospheric pressure and water level are monitored in deep wells located in Far East Russia: a continental point 300 km far from the Pacific ocean -Bychikha well, Khabarovsk region and a point near the coast – at Kamchatka peninsula and at Kurily

islands. The data were used to study the response of the well-aquifer system to periodic tidal loading. Water level fluctuations record pressure head disturbances caused by dilatation of the aquifer as well as atmospheric pressure variations. It is thus possible to obtain the elastic constants and porosity of the aquifer using a static model analysis. The experiments confirmed the possibility to monitor these parameters with the accuracy better than 5%. For a well located close to the ocean tidal loading effects can perturb the well response. For one kind of the model, the layer porosity was the object of our study, in other case it was the crack orientation for monolith rock, as at Talaya point near Baikal Lake. For comparison the theory was applied to a shallow aquifer located at the Royal Observatory of Belgium (ROB) in Brussels with less success due to the existence of a multiple aquifer system.

Приливные эффекты являются одним из редких явлений в геофизике, где точно известна сила, прилагаемая к геологической среде. При анализе вариаций водного уровня в глубоком пласте решаются следующие задачи:

- Выбор моделей явления (реакция водного уровня на приливное, атмосферное и тектоническое воздействия);
- Расчет коэффициентов связи с давлением, теоретическим приливом для горных пород региона;
- Для модели ограниченного пласта - получение значений упругого модуля (G) и значение пористости (n) для водоносного слоя;
- Для модели ограниченной полости – определение ориентации трещиноватости в горных породах;
- Оценка косейсмических изменений деформации и моделирование деформаций при землетрясениях.

В работе проводится анализ данных наблюдений вариаций водного уровня в следующих скважинах: Бычиха (№1110, в районе пос. Бычиха, координаты $\varphi=48^{\circ}19'N$, $\lambda=134^{\circ}49'E$, глубина 1000 м), Ю35 (Камчатка, $53^{\circ}16'N$, $\lambda=158^{\circ}41'E$, глубина 1001-310 м), Кунашир (скв. 2722, остров Кунашир, $\varphi=44^{\circ}02'N$, $\lambda=148^{\circ}52'E$ глубина 300 м), Талая (скв. 1608, южный Байкал, $\varphi=51^{\circ}41'N$, $\lambda=103^{\circ}38'E$, глубина 110 м), Уикль (КОБ, Брюссель, Бельгия, $\varphi=50^{\circ}50'N$, $\lambda=04^{\circ}25'E$, глубина 100 м). Регистрация измерений водного уровня проводилась с помощью установленных в скважинах датчиков, чувствительность систем составляет от 0.1 мм до 1 мм. Цифровая запись атмосферного давления проводилась системами с чувствительность 1 мбар и лучше. Анализировались периоды наблюдений от 40 дней до 11 лет.

Рассмотрим три модели водоносных систем: ограниченная полость, замкнутый пласт и незамкнутый пласт в терминах.

В первом приближении по величине приливной реакции можно определить тип модели. Так для рассматриваемых результатов большинство скважин можно отнести к модели «ограниченный пласт». Скважина Талая относится в модели «ограниченная полость», а скважина Уикль, видимо, является комбинацией нескольких типов. Для модели «ограниченный пласт» в статическом случае базовое уравнение связи напряжения с поровым давлением было выведено М.

Био для малых деформаций линейных и изотропных упругих сред при изотермических условиях. При учете эффекта сжимаемости гранул, выражение Био можно записать в виде:

$$\varepsilon_{ij} = (1/K) \{ \sigma_{ij} \cdot (1+\nu)/[3(1-2\nu)] - (\sigma_t \cdot \delta_{ij} \cdot \nu)/(1-2\nu) - \alpha \cdot \rho \cdot \delta_{ij}/3 \} \quad (1)$$

где $\sigma_t = 1/3 \cdot (\sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33})$ - напряжение, $\alpha = 1 - K/K_s$.

и остальные символы: ε_{ij} - деформация, σ_{ij} - напряжение, ν - коэффициент Пуассона, δ_{ij} - символы Кронекера (при $i=j$, $\delta_{ij}=1$, при $i \neq j$, $\delta_{ij} = 0$), K - объемный модуль упругости пласта, K_s - объемный модуль упругости твердой фракции, включая эффект несвязанных пор. В этих выражениях для деформаций, напряжений и давлений идет речь только о вариациях этих величин.

Используя выражения для деформаций, вызванных горизонтальными (приливными, $dH/d\varepsilon_T$) и вертикальными (атмосферными, γ) напряжениями, в случае отсутствия потоков поровой жидкости можно получить выражения для упругого модуля пласта:

$$dp/d\varepsilon_T = 2G \cdot \gamma \rightarrow dH \cdot \rho \cdot g / d\varepsilon_T = 2G \cdot \gamma \rightarrow G = (dH/d\varepsilon_T)(\rho \cdot g / 2\gamma) \quad (2)$$

На практике, отсутствие горизонтальных потоков можно предположить, если формация имеет большие горизонтальные размеры. Однако вертикальные потоки могут появиться, если выше и ниже лежащие пласты имеют разные упругие или гидравлические свойства. Допуская большую горизонтальную протяженность пласта, можно утверждать, что приливные горизонтальные деформации не приводят к вертикальным потокам.

Задав коэффициент Пуассона, можно получить значения объемного модуля (K) и пористости слоя:

$$K = 2G(1+\nu)/[3(1-2\nu)] \quad (3)$$

$$n = [(1 - \gamma) \cdot K_f \cdot (1+\nu)] / [3\gamma \cdot K(1-\nu)] \quad (4)$$

Результаты пересчета данных анализа представлены в таблице 1.

Таблица 1 Результаты приливного анализа для суточных (О1 и К1) и полусуточных волн (М2 и S2) и упругие параметры пласта по скважине №1110 (Бычиха)

Волны	О1	К1	М2	S2
$dH/ d\varepsilon_T$ (мм/нстр.)	1.47	1.20	1.59	1.57
γ	0.577	0.577	0.577	0.577
$G \cdot 10^{10}$ Па	1.26	1.02	1.37	1.35
ν	0.2	0.2	0.2	0.2
$E \cdot 10^{10}$ Па	3.02	2.44	3.29	3.24
$K \cdot 10^{10}$ Па	1.67	1.36	1.82	1.8
$K_f \cdot 10^{10}$ Па	0.23	0.23	0.23	0.23
N	0.051	0.06	0.047	0.048

Проверка подходов, использованных в работе с петрофизическими параметрами, показали, что значения могут отклоняться на 4-11%.

Модель «ограниченная полость» рассмотрим на примере скважины 1608 на сейсмостанции Талая (южный Байкал) глубиной 110 метров пробурена в монолитных мраморах. Изменение уровня для модели «ограниченная полость»:

$$dH = dV / [\pi \cdot r_w^2 + (\rho \cdot g \cdot V / K_w)], \quad (5)$$

если радиус много меньше объёма, получаем выражение:

$$dH = \Delta \cdot K_w / \rho \cdot g, \text{ где } \Delta = dV/V - \text{дилатация.}$$

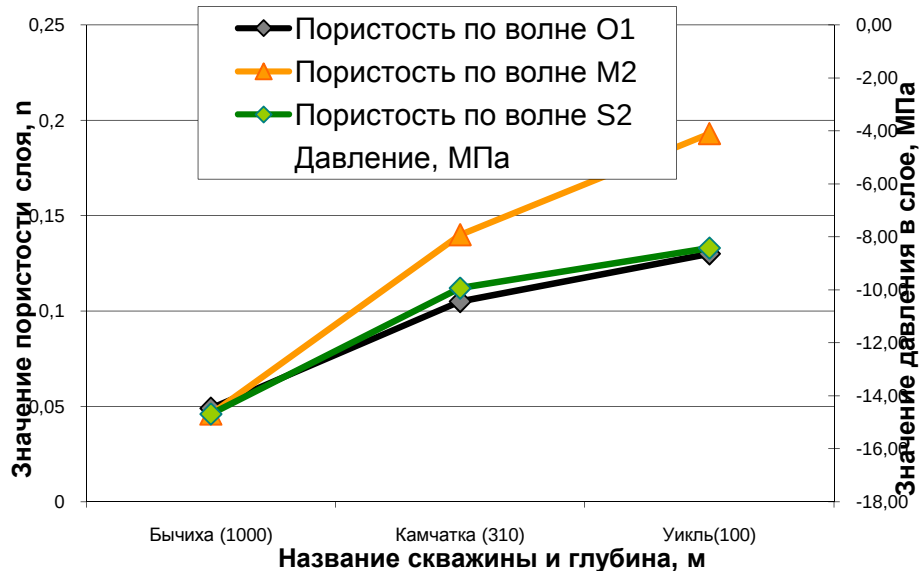


Рис. 1. График значений пористости в зависимости от эффективного давления в слое и глубины скважины (для приливных волн O1, M2, S2). Сходимость параметра (для O1, M2, S2) увеличивается с глубиной

По анализу данных (2007 год) по приливной программе с объёмной деформацией получено значительное несоответствие по фазе. Подобрано решение для горизонтальной деформации с минимизацией фазового запаздывания, выбрана горизонтальная деформация в азимуте 130 градусов, что можно объяснить наличием зоны трещиноватости (ориентация около 40 градусов) вдоль горной долины по ручью Талая – это около 40 градусов, т.е. ортогонально приложенной силе. Для приливной волны M2 имеем отношение 0.10 мм на нанострейн (при теоретической амплитуде 6.6505 нанострейн, экспериментальной амплитуде 0.675 мм), для коэффициента связи с атмосферным давлением 2.0 (мм на КПа), что приводит к выражению для $\gamma = 0.2$. Таким образом, для волны M2: $dH = 0.675$ мм, для изменения объёма Δ - амплитуда 6.65 нанострейн. Сравним выражения в правой и левой частях для соотношения $dH = \Delta \cdot K_w / \rho \cdot g$. Для $dH_{\text{т}}$ (теоретическая) $= \Delta \cdot K_w / \rho \cdot g = 1.56$ мм. Таким образом, экспериментальное значение в 2.3 раза ниже теоретических расчётов. Т.е. можно предположить, что в первом выражении соотношения в знаменателе равны. Пусть они равны, тогда имеем для скважины при $r = 0.1$ метра (диаметра скважины на Талой, по керну – мрамор трещиноватый) в соответствии с выражением $\pi \cdot r_w^2$ величину $3.14 \cdot 10^{-2}$ м. Далее $3.14 \cdot 10^{-2} = (\rho \cdot g \cdot V / K_w)$ и для объёма $V = 7.37 \cdot 10^3 \text{ м}^3$. Пусть глубина трещин будет 100 м и ширина 0.01 м, если предположить наличие в зоне трещиноватости около 30-50 трещин, то их протяженность (или эффективность для скважины) 200 м., т.е.

порядка глубины скважины. Формальное использование подхода с соотношениями Био, при $dH/d\varepsilon = 0.10 \text{ mm/nstr}$, $\gamma = 2 \text{ mm/КПа}$, даёт величину упругого модуля $0.2 \cdot 10^{10} \text{ Па}$. Т.е. модуль «пласта» в данном случае это модуль воды.

Использование данных об изменении уровня воды для геодинамических исследований может быть построено на основе соотношения $dH/d\varepsilon$, т.е. пересчитать изменение уровня в изменения локальной деформации и далее использовать этот метод для мониторинга. Для станции Талая скачок уровня в момент Култуковского землетрясения (27.08.2008, $M = 6.3$) позволил определить скачок деформации – растяжение величиной 10^{-6} . Полученная величина косейсмической деформации, а также данные по изменениям 3D смещений, позволили проверить модель землетрясения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Biot M.A. General theory of three-dimensional consolidation. // J. Appl. Phys., 1941, No12, p. 155-164;
2. Bredehoeft J. D. Response of well-aquifer systems to Earth Tides. // J. Geophysical Res., 1967, V.72, No 12, p. 3076-3087;
3. Cooper H. H., Bredehoeft J. D., Papadopoulos I. S., Bennett R.R. The response of well-aquifer systems to seismic waves. // J. Geophysical Res., 1965, V. 71, p.3915-3926;
4. Delcourt-Honorez M. Determination of the in situ parameters from the observed tidal oscillations in the well-aquifer systems at the Roal Observatory of Belgium // Marees Terrestres Bulletin D'Information (BIM), 1989, N103, p.7228-7255;
5. Delcourt-Honorez M. Relating Earth's tides to hydrogeology at several sites in Belgium // Proceedings of the Thirteenth International Symposium on Earth Tides, Brussels, 1998, p.245-152;
6. Nur A., Byerlee J.D. An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids. // J. Geophys. Res., 1971, Vol. 76, p. 6414-6419;
7. Rice J.R., Cleary M. P. Some basic stress diffusion solutions for fluid-saturated porous media with compressible constituents. // Rev. Geophys. Space Phys., 1976, Vol. 14, p. 227-241;
8. Van Der Kamp G., Gale L. E. Theory of Earth Tide and Barometric Porous Formations With Compressible Grains. // Water Resources Res., 1983, Vol. 19, p. 538-544;
9. Wenzel H. G. Earth tide analysis package ETERNA 3.0.// BIM, ORB, Brussel, 1994, N.118, p. 8719-8721.
10. Тимофеев В.Ю., Горнов П.Ю., Корчагин Ф.Г., Запреева Е.А. Мониторинг упругих параметров водонасыщенного пласта по наблюдениям уровня воды в скважине. // Геология и геофизика. – 2003-т.44.- № 8. С.840-850.

МАГНИТНОЕ ПОЛЕ БАЙКАЛЬСКОЙ РИФТОВОЙ ЗОНЫ ПО ДАННЫМ ВЫСОКОТОЧНОЙ НАЗЕМНОЙ ВЕКТОРНОЙ МАГНИТНОЙ СЪЕМКИ

Представлены результаты компонентной магнитной съемки в районе Байкальской рифтовой зоны, включая измерения на льду оз. Байкал между островами Ольхон и Бол. Ушканий в марте 2009 г. (общая протяженность более 150 км) и наземные измерения вдоль Тункинской долины (протяженность более 170 км) и на о. Ольхон (протяженность около 90 км) в июле 2010 г. Использовались высокоточные ДИ-магнитометр ЗТ2КП для определения магнитного склонения и наклонения и протонные магнитометры POS-1 для получения модуля вектора магнитной индукции. Представлено пространственное распределение магнитного поля вдоль профилей и оценки распределения по площади. Выполнено сравнение полученных результатов с имеющимися данными исторических магнитных измерений в этом районе, а также с расчетами по моделям IGRF-11 и NGDC-720.

R.A. Rakhmatulin¹, S.Y. Khomutov², Y.V. Lipko¹

¹Institute of Solar-Terrestrial Physics of SB RAS, Irkutsk

²Altay-Sayan Branch of Geophysical Survey of SB RAS, Novosibirsk

THE MAGNETIC FIELD OF BAIKAL RIFT USING THE RESULTS OF SURFACE VECTOR MAGNETIC SURVEY

The results of component magnetic survey in Baikal rift including the measurements on Lake Baikal ice between Olkhon and Ushkany Islands in March 2009 (the length of profile more than 150 km) and surface measurements along Tunkin Valley (Sayan, the length of profile is about 170 km) and on Olkhon Island (length of profile is about 90 km) in July 2010 are presented. The precise DIFlux magnetometer ЗТ2КР were used for observations of magnetic declination and inclination and proton magnetometer POS-1 were used for measurement of total field. The spatial distribution of magnetic field along profiles and the estimate of magnetic element charts are presented. The comparison of the obtained results with historical data for this region and with calculations using reference field model IGRF-11 and NGDC-720 are made.

Введение

Байкальская рифтовая зона (БРЗ), в том числе её центральная часть – оз. Байкал, является тектонически активной областью, исследование которой интенсивно проводится различными геофизическими методами. Однако

магнитное поле БРЗ остается слабо изученным, несмотря на относительно длительную историю магнитных измерений в этом регионе (краткий обзор представлен, например, в [1]).

В связи с этим в 2009-2010 гг. ИСЗФ СО РАН (г. Иркутск) и АСФ ГС СО РАН (г. Новосибирск) в центральной части оз. Байкал и в Саянах была выполнена магнитная съемка полного вектора поля. Основной задачей этих измерений была отработка технологии высокоточных полевых измерений, включая измерения на льду, а также получение новых магнитных данных для этого района. Материалы, полученные в 2009 г., были частично представлены на конференции "Гео-Сибирь-2010".

Используемая аппаратура, район работ, условия во время измерений

Для измерения *модуля полного вектора магнитного поля* использовались два протонных магнитометра на эффекте Оверхаузера POS-1 (разработчик – УГТУ-УПИ, г. Екатеринбург) в стационарном и полевом (регистрация на специальный накопитель DLPOS) вариантах. Периодичность измерений до 1 с, чувствительность до 0.01 нТл, абсолютная точность не хуже 0.5 нТл.

Магнитное склонение D и наклонение I измерялись с помощью двух DI-магнитометров на базе немагнитных теодолитов ЗТ2КП (феррозондовый датчик разработки обсерватории "Ключи") и Theo 010В (датчик Mag-01Н, Bartington Instruments Ltd.). Отсчетная погрешность теодолитов около (5-10)".

Магнитометр М-27М использовался для определения *приращений вертикальной компоненты Z* , приборная погрешность около 4-5 нТл.

Данные о геомагнитных вариаций во время полевых работ были получены с помощью трехкомпонентного феррозондового магнитометра LEMI-418 (разработка ЛЦ ИКИ, г. Львов), установленного стационарно на обсерватории "Узур" (о. Ольхон), а также с помощью стандартной аппаратуры на обсерваториях "Патроны" (г. Иркутск) и "Ключи" (г. Новосибирск).

Координатно-временная информация получена с помощью GPS-навигаторов Garmin eTrex (модели Legend и Vista). Для перемещений по профилям использовались автомобили УАЗ-3962. Фотографии процесса измерений представлены на рис. 1.

Район магнитной съемки был выбран по результатам анализа уже имеющейся информации о магнитном поле БРЗ, а



Рис. 1. Измерения F на льду
вблизи мыса Хобой, северная
оконечность о.Ольхон (вверху)
и DI-наблюдения на о. Ольхон
(внизу)

также с учетом технических и организационных возможностей (наличие мест для ночевки, проходимость и пр.). Основной целью работ была съемка на акватории оз. Байкал со льда, что удалось осуществить в марте 2009 г. Однако в 2010 г. сложная ледовая обстановка не позволила выполнить такую съемку, поэтому измерения были проведены на суше. С учетом всех обстоятельств экспедиционные работы были выполнены в двух районах БРЗ:

1) В марте 2009 г. На акватории оз. Байкал к северу от о. Ольхон до о. Бол.ушканий (три профиля общей протяженностью более 150 км) и в июле 2010 г. На о. Ольхон (три профиля протяженностью 90 км);

2) В июле 2010 г. В саянах, вдоль тункинской долины от о.байкал на востоке до монгольской границы (обсерватория "монды") на западе, протяженность профиля около 170 км.

На рис. 2 представлены карты описанных выше районов с отмеченными пунктами магнитных измерений.

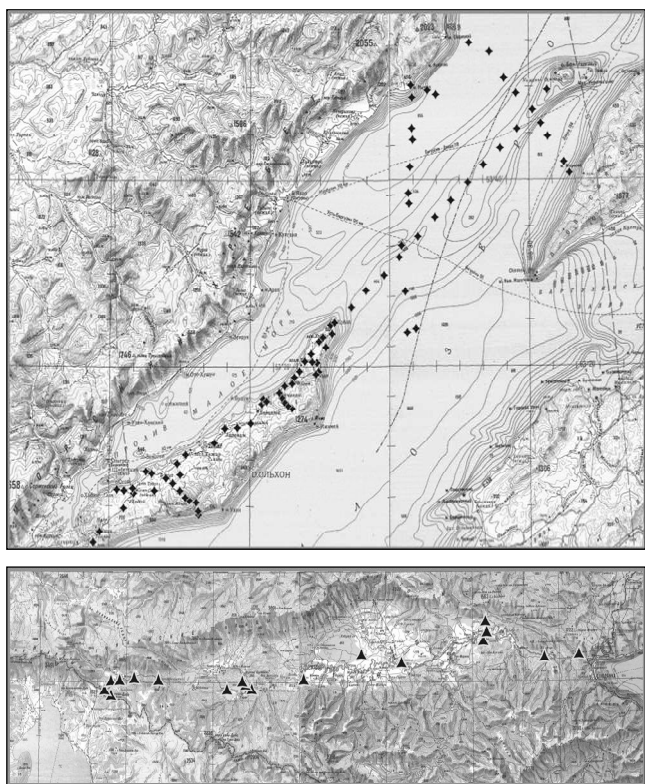


Рис. 2. Районы экспедиционных работ на о. Байкал (вверху) и в Саянах (внизу)

на практике фиксируемого азимутом удаленного репера. Использовались два метода для определения этого азимута - астрономический, по наблюдениям Солнца (погрешность около $0.5'$), и геодезический, по координатам репера и пункта наблюдений. В геодезическом методе погрешность азимута зависит от расстояния между точками. Поскольку при магнитной съемке в горах (Саяны) или лесу (север о. Ольхон) прямая видимость была сильно ограничена, то погрешность геодезического метода оценивалась от $1'$ до $10'$.

Геомагнитная обстановка во время всех полевых измерений была спокойная, стандартизированный Ks-индекс не превышал 2. Это позволило в большинстве случаев обойтись без учета естественных магнитных возмущений при интерпретации пространственных вариаций поля. Ледовые условия в марте 2009 г. были благоприятными для магнитных измерений (см. [1]), погодные условия также практически не создавали сложностей с DIF-наблюдениями как в 2009, так и в 2010 гг.

Основная проблема при определении магнитного склонения в полевых условиях (в отличие от магнитного наклонения) — это необходимость знать направление на географический север, на

Основные результаты и обсуждение

Результаты, полученные в марте 2009 г. на льду о. Байкал, представлены в [1,2]. Там же сделаны выводы, что расчеты по одной из наиболее детальных в пространственном отношении модели глобального магнитного поля NGDC-720 [3] подтверждают в целом распределение вертикальной компоненты поля, полученные при высокоточной магнитной съемке, однако распределение X- и Y-составляющих не отражают особенностей поля по экспериментальным данным. Модельные расчеты представлены на рис. 3.

Съемка в 2010 г. отличаются от съемки в 2009 г. тем, что пункты измерений расположены преимущественно вдоль единичных вытянутых профилей, что затрудняет корректную оценку пространственного распределения поля по площади, но более эффективно интерпретируется вдоль этих протяженных профилей. На рис.4 представлены результаты компонентных магнитных измерений в Саянах. В качестве примера на рис.5 показана оценка пространственного распределения модуля поля F по территории о. Ольхон.

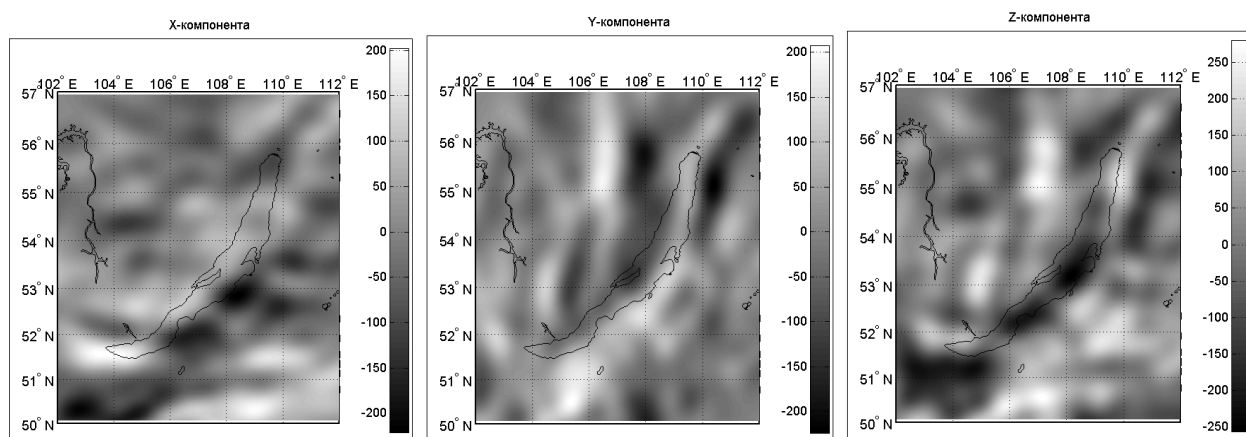


Рис. 3. Распределение аномального поля источников в коре по модели NGDC-720 (сферические гармоники степеней 16-720)

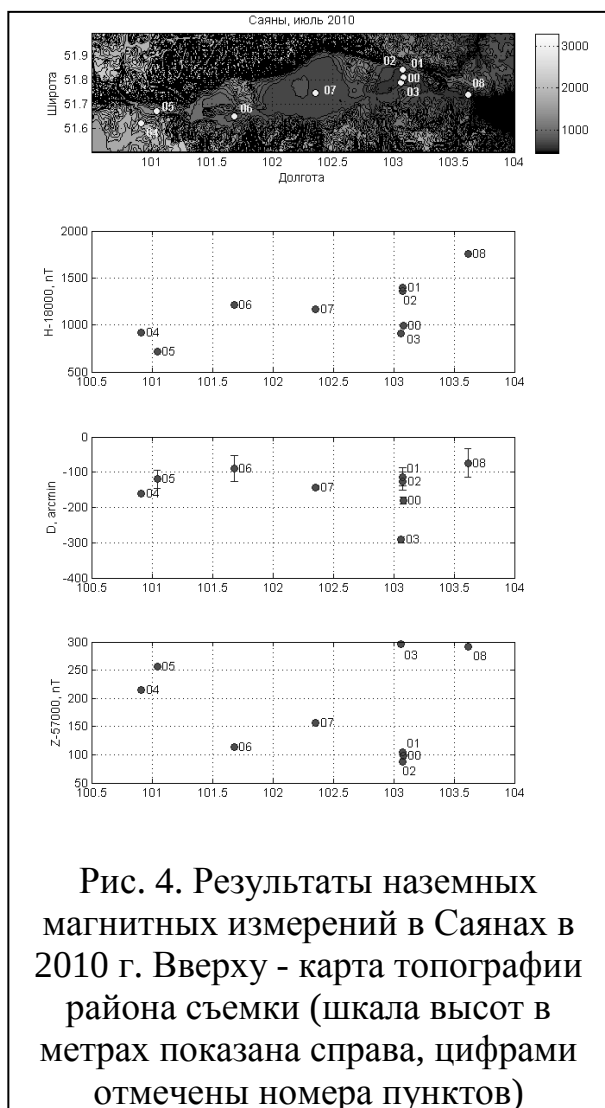


Рис. 4. Результаты наземных магнитных измерений в Саянах в 2010 г. Вверху - карта топографии района съемки (шкала высот в метрах показана справа, цифрами отмечены номера пунктов)

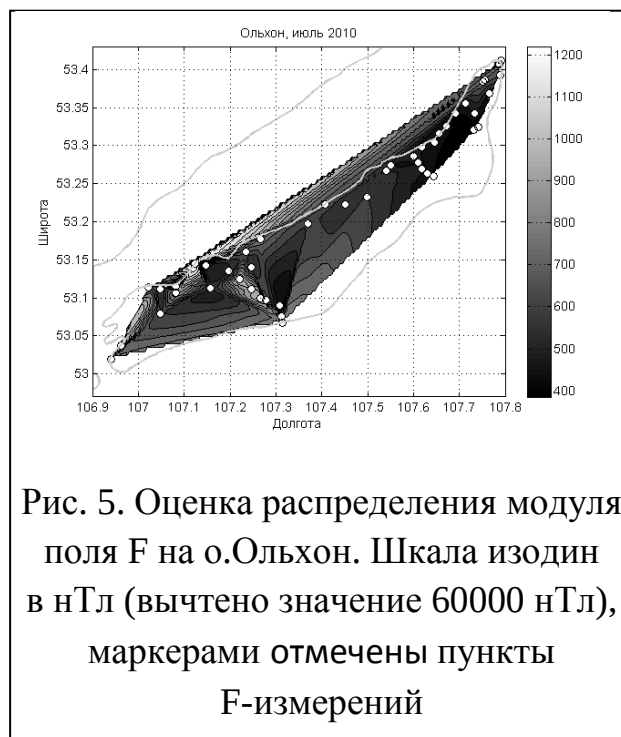


Рис. 5. Оценка распределения модуля поля F на о.Ольхон. Шкала изодин в нТл (вычтено значение 60000 нТл), маркерами отмечены пункты F-измерений

Из приведенных на рис. 4 и 5 графиков видно, что систематическую картину показывает только распределение горизонтальной компоненты Н вдоль Тункинской долины – поле падает примерно на 1000 нТл от Байкала к Мондам. Остальные составляющие и модуль, как в Саянах,

так и на о. Ольхон не имеют выраженных особенностей, демонстрируя вариации в несколько сотен нТл в силовых компонентах и до 2° в склонении.

Представленные результаты являются предварительными и требуют дальнейшей интерпретации, в том числе, с привлечением исторических данных.

Благодарности. Авторы благодарят начальников метеорологических станций "Узур" и "Ушканьи острова" за помощь в организации и проведении работ на льду, а также начальников обсерваторий "Узур", "Торы" и "Монды" (ИСЗФ СО РАН) за помощь при измерениях. Особая благодарность выражается магнитологам обсерваторий "Патроны" (ИСЗФ СО РАН, г. Иркутск) и "Ключи" (АСФ ГС СО РАН, г. Новосибирск), обеспечивших подготовку полевой аппаратуры. Работа выполнена при поддержке регионального гранта РФФИ 08-05-98073-р_сибирь_a.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Рахматулин Р.А., Хомутов С.Ю., Харченко В.В. Результаты магнитной съемки на льду оз. Байкал: - технологические и методические аспекты // ГЕО-Сибирь-2010. Том 2. Недропользование. Горное дело. Новые направления и

технология поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Ч.2: Сб. матер. VI Междунар. научн. конгресса "ГЕО-Сибирь-2010", 19-29 апреля 2010 г., Новосибирск. – Новосибирск: СГГА, 2010. – С. 28-32.

2. Рахматулин Р.А., Хомутов С.Ю., Харченко В.В., Липко Ю.В. Магнитное поле Байкальской рифтовой зоны по данным высокоточной наземной съемки // Солнечно-земные связи и физика предвестников землетрясений. Сб. докл. V Междунар. конф., 2-7 августа 2010 г., с. Паратунка Камчатский край. – Петропавловск-Камч.: ИКИР ДВО РАН, 2010. – С. 193-196.

3. Magnetic Field Research Models // <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag/EMM/emm.shtml>

© Р.А. Рахматулин, С.Ю. Хомутов, Ю.В. Липко, 2011

УДК 550.361

М.Е. Пермяков¹, А.Д. Дучков¹, Д.Ю. Демежко², С.А. Казанцев¹

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²Институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СКВАЖИНЕ ОБСЕРВАТОРИИ «ТАЛАЯ» (ЮЖНОЕ ПОБЕРЕЖЬЕ ОЗ. БАЙКАЛ)

Представлены результаты температурного мониторинга. Мониторинг начался в июне 2009 года и продолжается в настоящий момент. В холодный период года температура на всех измерительных каналах синхронно выросла, что может быть обусловлено технической причиной. Для проверки этого предположения был выполнен спектральный анализ данных, выявивший одинаковые короткопериодные вариации температуры на всех глубинах.

Результаты мониторинга показывают, что во всем изученном интервале (30-100 м) температура уменьшается с глубиной. Для уточнения такого необычного изменения температуры в скважине был проведен каротаж с шагом 5 м, подтвердивший уменьшение температуры. Реконструкция температурной истории земной поверхности, выполненная по каротажной термограмме в интервале 15-108 м показывает, что причиной этого может являть распространение вглубь длиннопериодной климатической волны.

M.E. Permyakov¹, A.D. Duchkov¹, D.Yu. Demezhko², S.A. Kazantsev¹

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

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

² Institute of Geophysics UrB RAS

Amundsen str., 100, Ekaterinburg, 620016, Russian Federation

RESULTS OF STUDYING OF TEMPERATURE FIELD IN BOREHOLE «TALAYA» (SOUTHERN COAST OF LAKE BAIKAL)

The results of temperature monitoring are presented. Monitoring started in June 2009 and continuing at pre-sent moment. In the cold season the temperature at all measurement channels simultaneously increased, which may be due to technical reasons. To test this hypothesis spectral analysis of the data was performed that showed similar short-period variations of temperature at all depths.

Monitoring results show that in all the studied range (30-100 m) temperature decreases with depth. To clarify this unusual change of temperature the well logging was carried out with increment of 5 m, which confirmed the decrease in temperature. Reconstruction of the temperature history of the earth's surface, made by logging thermogram in the range of 15-108 m showed that the possible reason of this phenomenon is the long-period climatic temperature wave spreading into depth.

Длительные измерения температуры в скважинах уже давно входят в комплекс методов, применяющихся в прогностических целях в сейсмоактивных районах [1]. В 2009 г. мы организовали мониторинг температуры (Т) в скважине, расположенной на территории обсерватории Талая (южное побережье оз. Байкал, скважина «Талая»). Целью наблюдений является изучение связи температурного поля с эволюцией сейсмического процесса в этом сейсмоактивном регионе. Скважина пробурена в массиве мраморов еще в прошлом столетии. Современная глубина скважины - 108 м, уровень грунтовых вод – 1,5 м ниже поверхности земли. Зимой в устье скважины возникает ледяная пробка (в 2009 г. пробка образовалась в конце декабря, а растаяла в конце июля 2010 г.).

Термокоса длиной 100 м с восемью датчиками температуры (терморезисторы) была размещена в скважине 20 июня 2009 г. Первоначально верхний датчик термокосы был установлен в стволе скважины на глубине 29 м, остальные 7 датчиков располагались ниже с интервалом 10 м (соответственно, на глубинах от 39 до 99 м). Запись температуры датчиков осуществлялась посредством автономного измерителя температуры АИТ, разработанного и изготовленного в ИНГГ СО РАН [2]. АИТ размещался в не отапливаемой будке, закрывающей устье скважины. Частота опроса датчиков составляла раз в три часа. Указанная конструкция проработала по 11 августа 2010 г. с двумя длительными перерывами (05.09-14.10.2009 и 03.02-04.03.2010) по техническим причинам. Результаты измерений приведены на рис. 1.

11.08.2010 термокоса была извлечена из скважины, выполнен ее осмотр и ремонт. При новой постановке (05.09.2010) термокоса была расположена на 19 м выше (верхний датчик на глубине 10 м, нижний – 80 м). Такая постановка позволит более детально изучить изменения температурного поля в слое годовых колебаний.

Ряд измерений (рис. 1) пока еще недостаточен для обоснованных выводов. Однако обращает внимание синхронное возрастание температуры (на $0,15^{\circ}\text{C}$) по всем каналам в холодный период года (сентябрь 2009 - апрель 2010). Есть предположение, что эта аномалия вызвана технической причиной, а именно реакцией измерителя (точнее – эталонного сопротивления) на осенне-зимнее снижение температуры в будке.

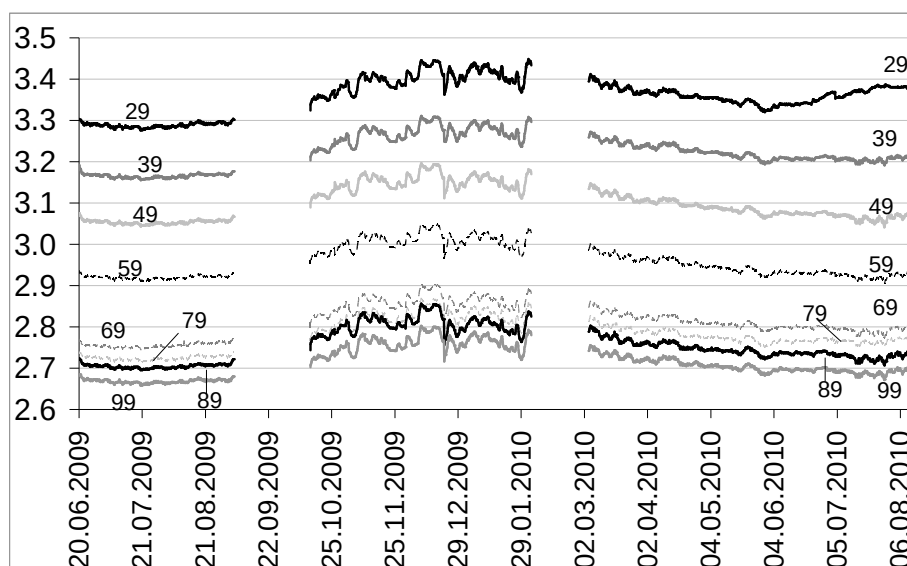


Рис. 1. Результаты мониторинга температуры в скважине на территории обсерватории Талая с 20 июня 2009 г. по 11 августа 2010 г. Цифрами на кривых отмечены глубины расположения датчиков в метрах

Для проверки этого предположения был выполнен спектральный анализ массива данных, записанных в период с 20.06.2009 г. по 16.06.2010 г., при этом пустые интервалы заполнены прямыми линиями (рис. 2). Первоначально из рядов были удалены длиннопериодные (с периодом порядка 7.5 месяцев) составляющие (рис. 2.). В результате аномалия практически исчезла, однако более отчетливо проявились короткопериодные вариации. Последние практически одинаково выглядят на всех глубинах, что свидетельствует об их общей природе. Если из температурных кривых, соответствующих верхним семи датчикам, отнять график, записанный нижним датчиком, то в полученных рядах уже будут отсутствовать короткопериодные вариация (рис. 3). Скорее всего, они так же могут быть связаны с работой измерителя. В дальнейшем мы постараемся решить технические проблемы. В то же время следует отметить, что относительные вариации температурного поля и сейчас адекватно фиксируются аппаратурой, поскольку, как мы показали выше, нестабильный измеритель вносит одинаковое искажение во все измерительные каналы. Температурный мониторинг в Талой начался относительно недавно и будет продолжен, а выявленные недостатки в работе аппаратуры будут исправлены.

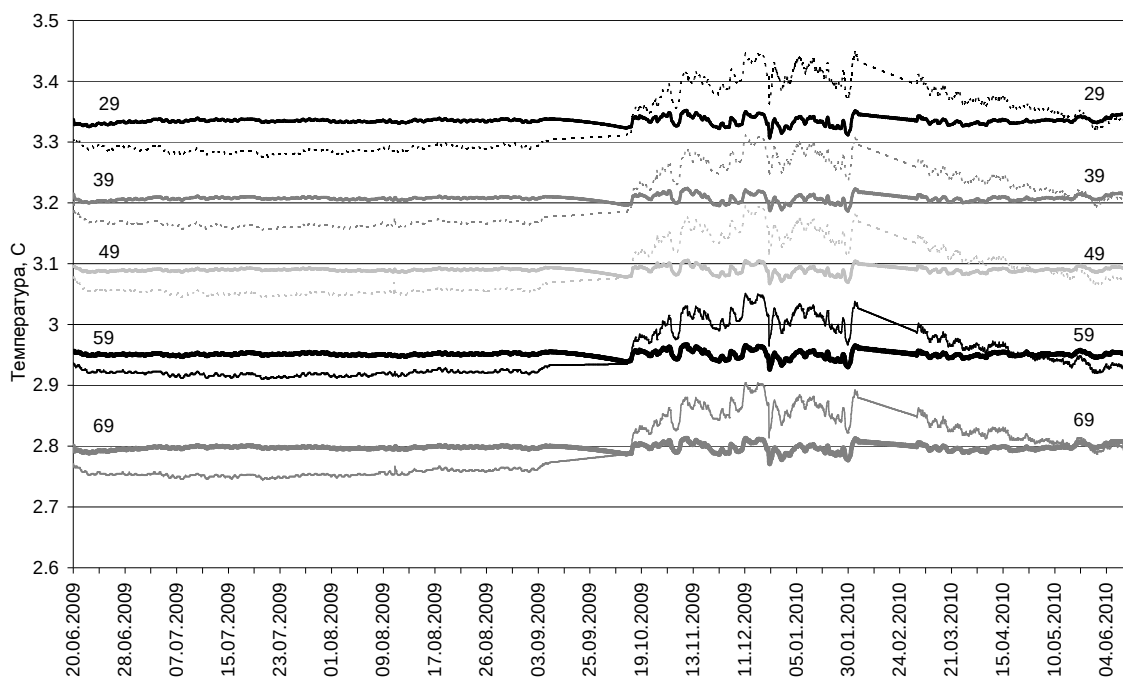


Рис. 2. Исходные (пунктирные и тонкие линии) и «отфильтрованные» (жирные линии) данные измерения температуры в период 20.06.2009 г. - 16.06.2010 г. (ср. с рис. 1). На рисунок для удобства вынесены только 5 температурных рядов

Результаты мониторинга (рис. 1) показывают, что во всем изученном интервале (30-100 м) температура уменьшается с глубиной. Это обстоятельство вызывает недоумение, поскольку обычно температура на этих глубинах растет с глубиной. Для выяснения ситуации в скважине был проведен 11.08.2010 г. термокаротаж до глубины 108 м с шагом 5 метров. Каротажная кривая приведена на рис. 4а. На этом же рисунке приведен температурный разрез по данным мониторинга.

Термокаротаж показал, что действительно температура в скважины убывает с постепенным уменьшением градиента до самого забоя (108 м). Таким образом, термокаротаж подтвердил данные мониторинга. Зафиксированное необычное распределение температуры с глубиной может быть связано с распространением вглубь длиннопериодной климатической температурной волны и прогреванием ею верхнего стометрового слоя пород.

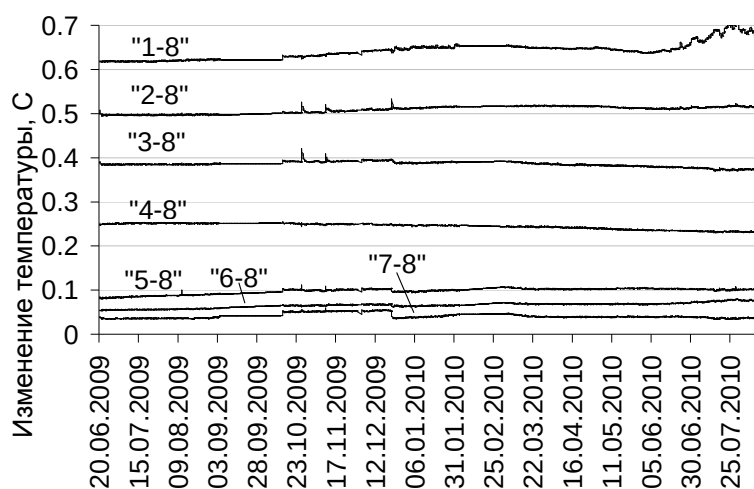


Рис. 3. Разность между первыми семью записанными температурными рядами и восьмым, соответствующим нижнему датчику

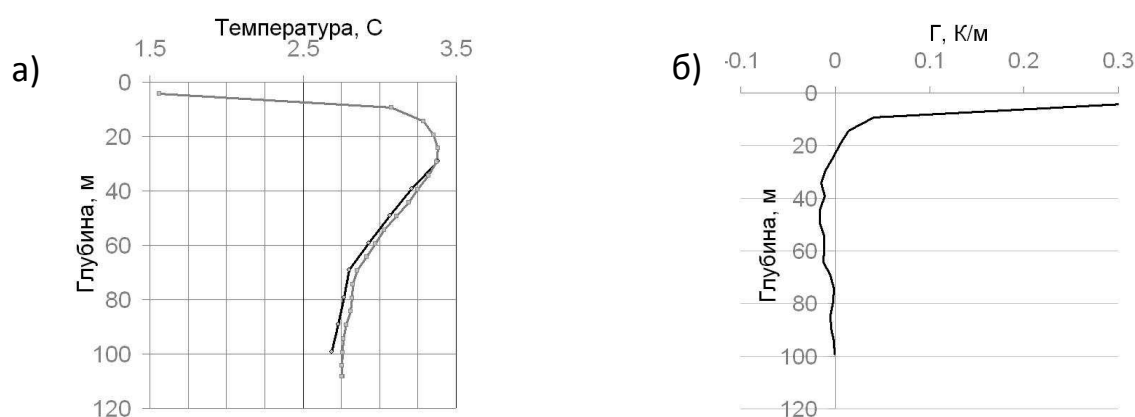


Рис. 4. Распределение температуры (а) и геотермического градиента (б) в скважине с/с Талая по данным термокаротажа. На левом рисунке приведена также термограмма по данным мониторинга температуры за 11 августа 2010 г. (чёрная линия)

Для проверки этого предположения с помощью инверсионной программы [3, 4] была проведена реконструкция температурной истории земной поверхности (ТИЗП) по термограмме скважины "Талая" (интервал 15-108 м). Полученные в результате расчетов температурные истории для различных значений температуропроводности приведены на рис. 5. Они обнаруживают два периода интенсивного потепления - в 70-х и во второй половине 90-х годов 20 столетия, а также резкое похолодание в первом десятилетии 21 века. Последнее, вероятно, не отражает реальную картину климатических изменений, а связано с аномальным промерзанием самой скважины в приустьевой части.

Полученные в результате расчетов изменения палеотемператур земной поверхности мы сравнили с вариациями температуры приземного воздуха, зарегистрированными на метеостанции Иркутск (рис. 5). Очевидно, что расчетные данные хорошо согласуются с экспериментальными. Это подтверждает наше предположение о том, что наблюдаемое в скважине

уменьшение температуры вызвано значительным (почти на 3°C) потеплением климата в регионе. Мы продолжим анализ результатов температурных наблюдений в скважине «Талая» совместно с данными и по другим метеостанциям.

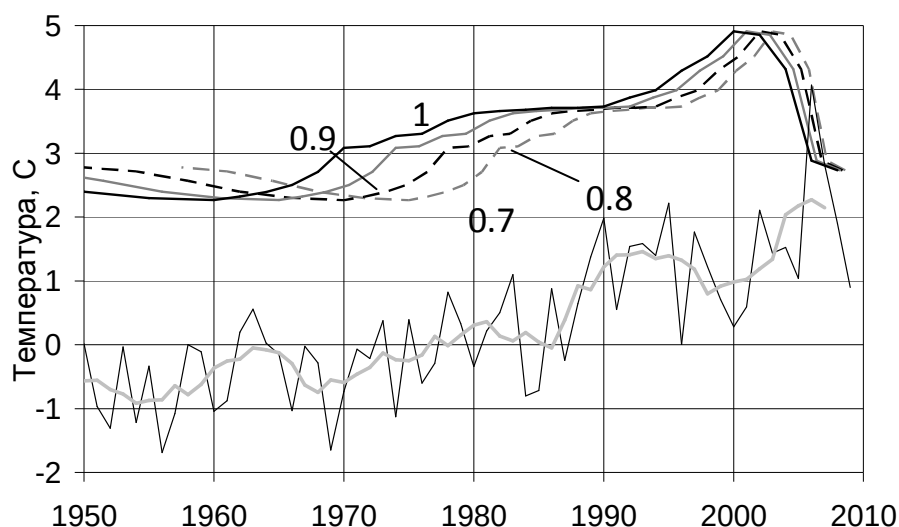


Рис. 5. Температурные истории земной поверхности, рассчитанные по термограмме скважины «Талая» (интервал 15-108 м) в зависимости от значений теплопроводности горных пород. Цифры возле верхних четырех кривых – теплопроводность, $\times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; две нижние кривые - температура воздуха на метеостанции Иркутска (среднегодовая и сглаженная в пятилетнем окне)

Исследования поддержаны Интеграционным проектом СО РАН № 125 (2009-2011 гг.) «Изучение вариаций геотемпературного поля по данным непрерывно мониторинга температуры в скважинах и донных осадках» и междисциплинарным интеграционным проектом РАН №16.8 (2009-2011 гг.).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Зубков С.И. Термические предвестники землетрясений [Текст] / С.И. Зубков // Физика Земли, 1992.- № 8. – С. 72-82.
2. Казанцев С.А., Дучков А.Д. Аппаратура и результаты мониторинга температуры геологических объектов [Текст] / С.А. Казанцев // Тепловое поле земли и методы его изучения. Сборник научных трудов. Отв. Ред. Ю.А. Попов. - М.: РГГРУ, 2008. – С. 102-107.
3. Демежко Д.Ю. Геотермический метод реконструкции палеоклимата (на примере Урала). Екатеринбург: УрО РАН, 2001, 144 с.
4. Demezhko, D.Yu. and Shchapov, V.A. 80,000 years ground surface temperature history inferred from the temperature-depth log measured in the superdeep hole SG-4 (the Urals, Russia), Global and Planetary Change, Vol. 29 (1-2), 2001, pp. 219-230.

УДК 550.360+550.361

В.И. Юшин, Д.Е. Аюнов, А.Д. Дучков

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МОНИТОРИНГ ИЗМЕНЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОД ПЛИТОЙ ДЕЙСТВУЮЩЕГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ВИБРАТОРА

Важной задачей сейсмологии и сейсморазведки является исследование физики процесса транспортировки механической энергии сейсмическими волнами и в том числе оценка диссипативных характеристик верхней части разреза, сложенного обычно рыхлыми грунтами. Для исследования частичного преобразования упругой энергии, формирующейся при работе сейсмического вибратора, в тепловую с сентября 2010 года проводятся температурные наблюдения в ближней зоне 40-тонного низкочастотного (8-10 гц) вибратора, расположенного на полигоне Быстровка вблизи г. Новосибирска.

B.I. Yushin, D.E. Ayunov, A.D. Duchkov

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

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

MONITORING OF TEMPERATURE CHANGES UNDER OPERATING SEISMIC VIBRATOR

Investigation of energy transportation process physics by seismic waves and dissipative indexes estimation of upper part of section that consists of loose soil mainly is important problem in seismology. The temperature observation have been started in near zone of seismic vibrator in September of 2010 in Bystrovka ground nearby Novosibirsk to explore vibroseismic elastic energy transformation into heat energy

Одним из малоизученных экспериментально физических явлений является тепловая диссипация упругих волн в реальных средах. С одной стороны, очевидно, что хорошо известный в сейсмике эффект поглощения сейсмических волн согласно закону сохранения энергии должен быть связан, прежде всего, с выделением и рассеянием тепла. Но с другой – прямое экспериментальное измерение этого явления во многих случаях встречает значительные трудности технического порядка. Так, при использовании сейсмических воздействий сейсморазведочного энергетического уровня в высокочастотных консолидированных средах сеймотермический эффект (СТЭ), характеризующийся нагревом среды, согласно расчетам столь ничтожен, что не поддается прямым температурным измерениям современными средствами. Его измерение в настоящее время возможно либо при весьма мощных сейсмических воздействиях, например, вблизи промышленных взрывов или очагов

землетрясений, либо (если говорить о реально достижимых энергиях невзрывных воздействий) в низкочастотных рыхлых средах. Между тем, изучение СТЭ имеет не только фундаментальное значение, но может найти и вполне практическое применение именно в таких средах. Тот факт, что величина СТЭ зависит от относительных деформаций в сплошной среде – с одной стороны, и исключительная компактность некоторых термодатчиков – с другой, может позволить косвенно контролировать изменения напряженно-деформированного состояния во внутренних точках среды, в которых иные датчики поместить было бы просто невозможно. Кроме того, при генерации сейсмических волн вибрационными источниками отношение величины тепловых потерь к полезной упругой энергии возбужденных волн в ближней зоне может служить, во-первых, объективным показателем, диссипативных характеристик верхней части разреза, обычно сложенной рыхлыми отложениями, и, во-вторых, характеристикой сейсмической эффективности самого источника колебаний.

Впервые регистрация СТЭ была выполнена Л. Л. Худзинским [1]. Им был уверенно зарегистрирован разогрев среды под излучающей плитой сейсморазведочного вибратора. Скорость роста температуры на глубине 1,1 м оказалась зависящей от частоты и в диапазоне частот 11– 35 Гц составила 0,002 – 0,013 °С/мин. Ниже частоты 9 Гц поддающегося измерению эффекта в этом эксперименте не было обнаружено. Поскольку автор не привел частотно-энергетических характеристик вибровоздействий, оставалось неясным, связано это с частотной или с амплитудной зависимостью. В работе В.В. Велинского и др. [2] аналогичный эксперимент выполнялся с помощью мощного 100-тонного низкочастотного вибратора. В ней удалось измерить сеймотермический эффект в области низких частот 6 – 12 Гц, для которой в работе [1] был получен отрицательный результат. Кроме того, был обнаружен новый эффект, проявляющийся в области наиболее сильных динамических деформаций и состоящий в постепенном снижении СТЭ в процессе длительной (часы) работы вибратора, и названный „эффектом усталости“, а также замечена обратная зависимость

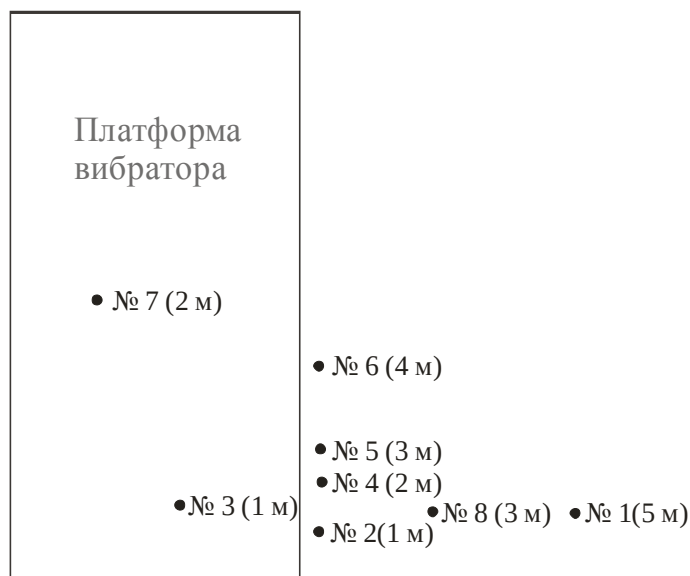


Рис. 1. Схема расположения температурных датчиков вблизи и под платформой вибратора в плане. В скобках указана глубина расположения датчика. Расстояние по горизонтали от края платформы до датчика № 1 составляет 2 метра, до датчика № 8 – 1 м. Датчики № 2, 4, 5, 6 погружены в грунт на расстоянии 20 см от платформы

интенсивности нагрева от степени консолидации среды, проявляющаяся в резком снижении СТЭ при замерзании почвенной влаги.

Для дальнейшего исследования физики процесса преобразования части упругой энергии в тепловую с сентября 2010 года нами организованы наблюдения температуры (Т) в ближней зоне 40-тонного низкочастотного (8-10 Гц) вибратора ГС СО РАН, расположенного на полигоне Быстровка вблизи г. Новосибирска.

В качестве температурных датчиков использованы восемь терморезисторов КМТ-1, размещенных в грунте около платформы вибратора и под ней. Схема расположения датчиков представлена на рис. 1. Датчики связаны проводами с автономным измерителем температуры, размещенным около вибратора [3]. Разрез вблизи вибратора представлен суглинком, перекрытым 40-сантиметровым почвенным слоем. Непосредственно под вибраторами, вследствие длительной предшествующей работы, грунт существенно уплотнен.

Измеритель включен постоянно и проводит температурные измерения проводятся в двух режимах. В первом – осуществляется непрерывный мониторинг с 30-минутной периодичностью, в ходе которого фиксируются климатические изменения температуры грунта в слое годовых колебаний. Второй (рабочий) режим используется во время работы вибратора, состоящей из серии часовых периодов непрерывного воздействия и пауз (такие серии, каждая из которых длится 9 часов и состоит из пяти рабочих сеансов, проводятся каждую неделю). В этом случае периодичность опроса датчиков устанавливается 20 секунд.

На рис. 2 приведены результаты наблюдений температуры грунта вокруг платформы вибратора на глубине 1, 2, 3 метра (датчики № 2, 4 и 8 соответственно) за период с 20 сентября по 18 октября 2010 года. На них отражены как сезонные вариации температуры, так и её аномалии, которые представляют собой еженедельные увеличения температуры, приходящиеся на сеансы работы вибратора. За время работы температура на глубине 1 метр вырастает в среднем на $1,1^{\circ}\text{C}$. Датчик № 4, расположенный на глубине 2 метра, фиксирует суммарный рост температуры за одну серию порядка $0,6^{\circ}\text{C}$. Несколько меньшая (порядка $0,2^{\circ}\text{C}$) аномалия, регистрируется датчиком № 8, погруженным на расстоянии 1 метр от края платформы на глубину 3 м. В последующие дни эта аномалия рассеивается до момента начала следующей серии сеансов через неделю.

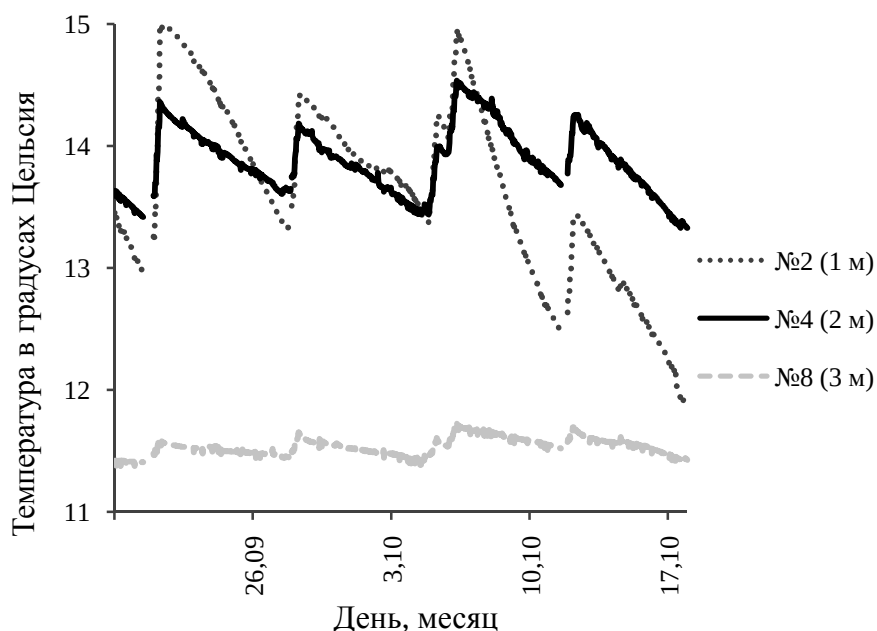


Рис. 2. Температурные аномалии, вызванные еженедельными воздействиями вибратора на грунт, по показаниям датчиков № 2, 4, 8, расположенными возле платформы вибратора на глубинах 1, 2 и 3 метра, соответственно. Период измерений 20.09-18.10. 2010 г. Период опроса датчиков – 30 мин

Более четко аномалии температуры, связанные с работой вибратора, можно наблюдать на графиках, записанных непосредственно во время работы вибратора. В качестве примера на рис. 3 представлены записи температуры, сделанные датчиками 2, 4 и 8 в течение 7-ми часов 13-14 октября 2010.

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

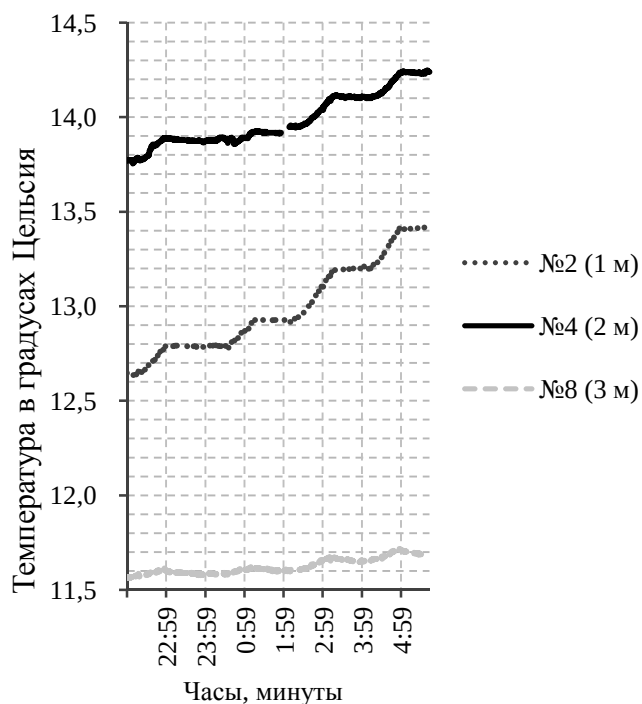


Рис. 3. Запись температуры датчиками 2, 4 и 8 во время работы вибратора (12-13.10.2010). Период опроса датчиков – 20 сек

0.02 °С. В периоды пауз температура стабилизируется.

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

В заключение отметим, что организованная в зоне действия вибратора система мониторинга Т позволила четко обнаружить сейсмотермические аномалии в грунтах. Можно примерно оценить, что при данной точности измерительной аппаратуры, термические аномалии от работающего вибратора ощущаются примерно в пределах полусферы с центром в центре плиты и радиусом 3-4 м. Интерпретация этих аномалий позволит в дальнейшем оценить, какая доля упругой энергии, образующейся при работе сейсмического вибратора, преобразуется в тепловую энергию.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Худзинский Л.Л. Результаты температурных исследований под плитой виброисточника // Докл. РАН. 1990. Т. 314, № 4. С. 834 – 837.

2. Велинский В.В., Геза Н.И., Саввиных В.С., Юшин В.И. О тепловых потерях механической энергии в ближней зоне сейсмического вибратора // Геофизические методы изучения земной коры: Сб. науч. докл. Всероссийской геофиз. конф., посвящен. 90-летию со дня рождения чл.-кор. АН СССР Э.Э. Фотиади, 20-22 января 1997 г., Новосибирск, Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1998, 140-146.

3. Казанцев С.А., Дучков А.Д. Аппаратура и результаты мониторинга температуры геологических объектов [Текст] / С.А. Казанцев // Тепловое поле земли и методы его изучения. Сборник научных трудов. Отв. Ред. Ю.А. Попов. - М.: РГГРУ, 2008. – С. 102-107.

© В.И. Юшин, Д.Е. Аюнов, А.Д. Дучков, 2011

УДК 551.24

*В.Ю. Тимофеев¹, Д.Г. Ардюков¹, В.М. Соловьев², С.В. Шибаетов³, А.Ф. Петров³,
П.Ю. Горнов⁴, Н.В. Шестаков⁵, Е.В. Бойко¹, А.В. Тимофеев¹*

¹ ИНГГ СО РАН, Новосибирск

² Геофизическая Служба СО РАН, Новосибирск

³ Якутский филиал ГС СО РАН, Якутск

⁴ ИТиГ ДВО РАН, Хабаровск

⁵ ИПМ ДВО РАН, Владивосток

СОВРЕМЕННАЯ ГЕОДИНАМИКА И МЕЖПЛИТНЫЕ ГРАНИЦЫ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО РЕГИОНА РОССИИ ПО ДАННЫМ GPS ИЗМЕРЕНИЙ, СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И СЕЙСМОЛОГИИ

В работе рассматривается современная геодинамическая обстановка для дальневосточного региона России, где сходятся три большие тектонические плиты – Евразийская, Северо-Американская и Тихоокеанская, а также несколько «микроплит» – Охотоморская, Амурская и плита моря Беринга. Приведен анализ имеющихся данных о положении межплитных границ и полюсов взаимного вращения плит, о сейсмичности региона. Глубинное строение региона рассматривается с использованием данных, полученных различными геофизическими методами. По профилям «г. Магадан – о. Врангеля» приводятся результаты, полученные методами ГСЗ, ОГТ и КМПВ.

*V.Y. Timofeev¹, D.G. Ardyukov¹, V.M. Soloviev², S.V. Shibaev³, A.F. Petrov³, P.Y.
Gornov⁴, N.V. Shestakov⁵, E.V. Boyko¹, A.V. Timofeev¹*

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

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

²Geophysical Service SB RAS, Novosibirsk

³Yakutsk Department SB RAS, Yakutsk

⁴Institute of Tectonic and Geophysics Far Eastern Branch RAS, Khabarovsk

⁵Institute of Applied Mathematics Far Eastern Branch RAS, Vladivostok

MODERN GEODYNAMIC AND PLATE BORDERS FOR FAR-EAST REGION OF RUSSIA BY GPS, SEISMOLOGY AND SEISMIC METHODS.

In this paper we discussed the current geodynamic for Far-East region of Russia. There are situated three tectonic plates: North-America, Eurasia and Pacific plate and three small plates: Amur, Okhotsk-sea and Bering-sea. Different information about plate rotation poles and seismology situation were estimated. We discuss the structure of Far-East region observed by different geophysical methods. Seismic results were presented for Magadan-Vrangel profile.

Представления о современной тектонике северо-восточной части России отражены на рис. 1. Эти вопросы активно изучаются и уточняются в настоящее время. Положение границ в области сочленения Евразийской, Северо-Американской, Охотоморской, Тихоокеанской и Амурской плит подтверждаются сейсмологическими данными и особенностями современных движений (рис. 1). Характер смещений на границах плит имеет неоднородный характер и осложнен косейсмическими подвижками при современных землетрясениях магнитудой $M > 7$.

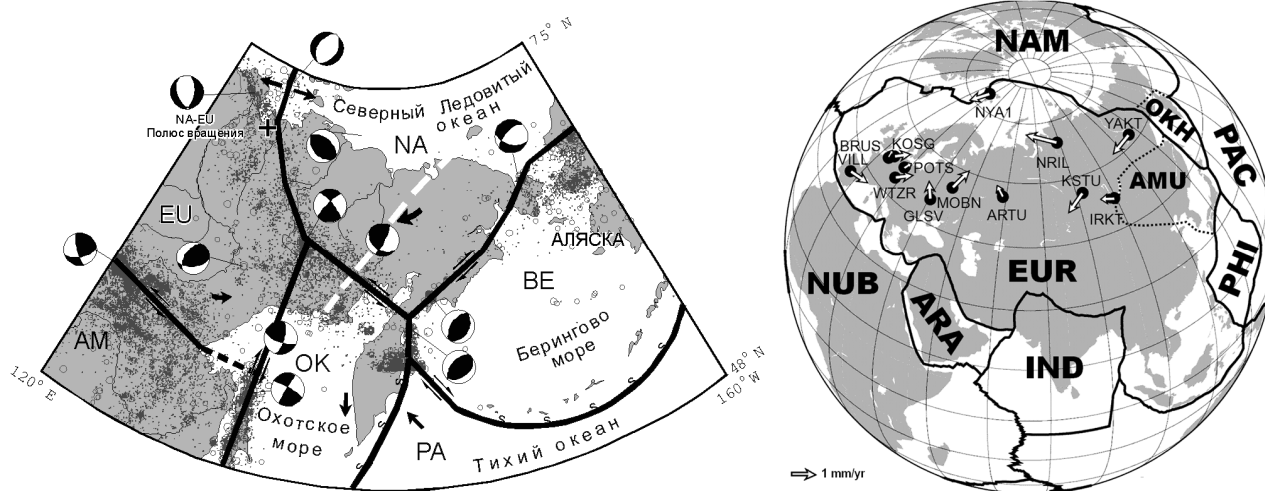


Рис. 1. Положение и границы тектонических плит на Северо-Востоке Азии (по Fujita et al., 1997 с дополнениями Б.М. Козьмина и В.С. Имаева, 2000), показано положение сейсмических профилей (2001-2008 гг., г. Магадан – о. Врангеля) и механизмов очагов землетрясений на границах, стрелками схематично обозначено направления смещения плит, справа – приведено положение Евразии и окружающих её плит на сфере, станций IGS сети и остаточные значения векторов в фиксируемой системе относительно плиты Евразия, решение в ITRF2008

Исследование движения плит Земли на основе данных космической геодезии изучаются с использованием моделей вращения плит на сфере (рис. 1). Некоторые варианты моделей, например, для Евразии (положение полюса Эйлера и скорость за млн. лет) приведены в таблице 1.

Таблица 1 Модели движения Евразии, координаты полюса Эйлера

Модель	Широта	Долгота	Угол. скорость в млн. лет
SOPAC-2008 (17)	$55.851^{\circ}\text{N} \pm 0.53^{\circ}$	$262.622^{\circ}\text{E} \pm 0.16^{\circ}$ (-97.378°E)	$0.263^{\circ} \pm 0.001^{\circ}$
ITRF-2008 (13)	$54.2^{\circ}\text{N} \pm 0.7^{\circ}$	$259.3^{\circ}\text{E} \pm 0.5^{\circ}$ (-100.7°E)	$0.251^{\circ} \pm 0.002^{\circ}$
ANI-2010 (3)	$53.1^{\circ}\text{N} \pm 1.8^{\circ}$	$259.5^{\circ}\text{E} \pm 0.5^{\circ}$ (-100.5°E)	$0.244^{\circ} \pm 0.002^{\circ}$

Схема взаимодействия плит показывает увеличение сжатия с севера на юг азиатской части Северо-Американской плиты. Использование модельных представлений в сравнении с экспериментальными данными по постоянным станциям Северной Азии показано на рис. 2 и в таблице 2. Скорости

вертикальных смещений (V_h) минимальны, что соответствует модели плитного горизонтального движения.

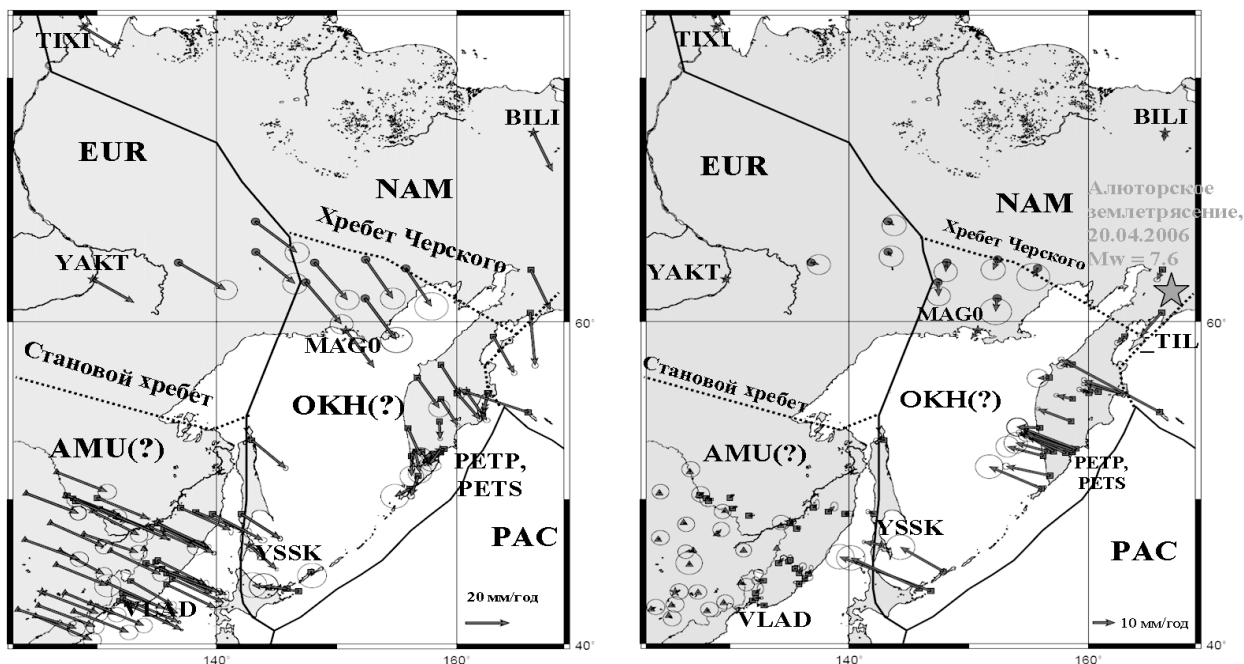


Рис. 2. Скорости горизонтальных смещений для восточной части России в системе ITRF2008, справа - скорости смещений относительно Евразии

Таблица 2 Северо-восток Азии, скорости по модели Евразии и экспериментальным данным по постоянным станциям IGS

Код пункта / период измерений	Широта φ°	Долгота λ°	Модель V_n , мм/год	ANI- 2010 V_e	Экспер. V_n	данные V_e	V_h , мм/ год
NRIL (2001-2010)	69.362	88.360	-2.52	22.84	-1.915 5	21.803 7	1.699 15
IRKT (1995-2010)	52.219	104.316	-6.85	25.10	-6.613 3	24.853 6	0.370 11
IRKJ (2002-2010)					-6.274 7	24.766 12	-0.357 21
YAKT (2001-2010)	62.031	126.680	-12.00	20.06	-12.072 7	18.508 11	0.763 21
TIXI (1999-2010)	71.634	128.866	-12.43	17.01	-11.390 4	16.821 5	1.508 12
BILI (2000-2007) (1999-2008)	68.076	166.437	-16.35	8.96	-20.41 -20.546 6	+8.14 +8.493 8	+1.75 +0.588 18
MAGO (1998-2006) (2-й вариант интер- претации 1998-2006)	59.575	150.770	-15.49	15.58	-20.17 3 -19.513 10	+7.51 4 +9.964 15	+0.26 10 -0.552 28

Для остаточных значений (экспериментальные данные – модельные скорости) по постоянным станциям северо-восточной части Азии выделяются аномальные смещения для станций Билибино (BILI) и Магадан (MAGO). Это

говорит о том, что они относятся к другой (Северо-Американской) плите. Для азиатских станций Северо-Американской плиты получено аномальное смещение станции Магадан относительно Билибино, что свидетельствует о наличии зоны современного деформирования либо границы между этими станциями.

Таблица 3 Северо-Восток Азии, разности = Экспериментальные данные - Модельные (поам) значения (в мм/год). Модель Северо-Американской плиты SOPAC-2008

Пункт	Широта φ°	Долгота λ°	Экспер. - Модель поам, V_n	Экспер. - поам-sopac V_e
BILI (2000-2007)	68.076	166.437	-0.39	+3.97
(1999-2008)			-0.526	+4.323
MAGO (1998-2006)	59.575	150.770	-2.37	-0.50
(1998-2006)			-1.713	+1.954
TIXI (1999-2007)	71.634	128.866	+1.24	+1.55
(1999-2010)			+1.19	+1.871

Комплексный анализ сейсмологических данных и материалов глубинных сейсмических исследований позволил выделить область сочленения Северо-Американской и Охотоморской плит (Рис. 3) в структуре земной коры на разных глубинах, вплоть до поверхности Мохоровичича.

По материалам ГСЗ на профиле (г. Магадан - о. Врангеля) в зоне сочленения плит отмечается значительное уменьшение значений граничных скоростей по поверхности Мохо до $7.5 \div 7.7$ км/с и локальный подъем границы Мохоровичича на $2 \div 4$ км. На глубинном сейсмотомографическом разрезе в данной зоне отмечается чрезвычайно неоднородная средняя кора. В данной зоне отмечается также уменьшение средних (эффективных) скоростей во всей толще земной коры, что может свидетельствовать о большой раздробленности структур земной коры. Отметим, что все землетрясения региона регистрируются в пределах земной коры, мощность которой, по отдельным оценкам, достигает 40 км.

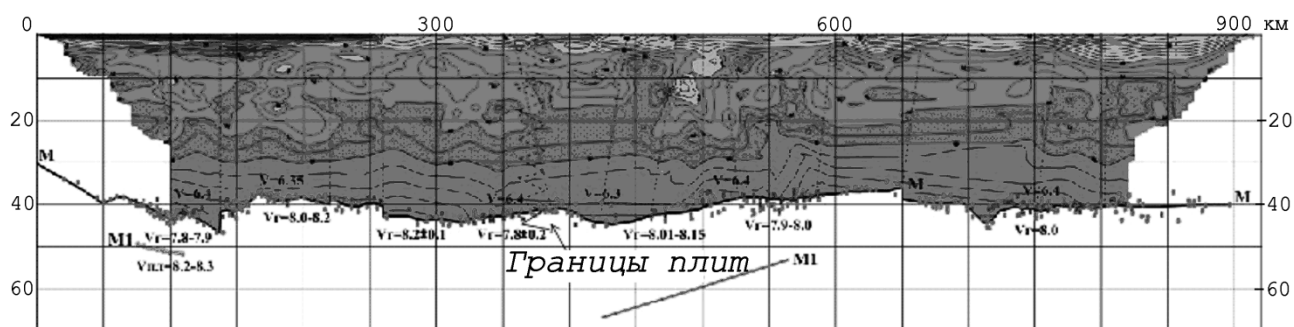


Рис. 3. К характеристике глубинного строения области сочленения Охотоморской и Северо-Американской плит в створе профиля 2ДВ. Фрагмент разреза ГСЗ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Fujita K., Stone D.B., Layer P.W., Parfenov L.M. and Koz'min B.M.: Cooperative program helps decipher tectonics of north-east Russia. // EOS T. Am. Geophys.Un., 78 (24), 245, 252-253, 1997.
2. Fujita K., Koz'min B.M., Mackey K.G., Riegel S.A., McLean M.S. and Imaev V.S. Seismic Belt, eastern Sakha Republic (Yakutia) and Magadan District, Russia. // Stephan Mueller Spec.Publ.Ser., 4, 117-145, 2009.
3. Стеблов Г.М. Взаимодействие тектонических плит в Северо-Восточной Азии. // Доклады Академии Наук, 2004, т.394, №5, с.689-692.
4. Shestakov N.V., Gerasimenko M.D., Takahashi H., Kasahara M., Bormotov V.A., Bykov V.G., Kolomiets A.G., Gerasimov G.N., Vasilenko N.F., Prytkov A.S., Timofeev V.Yu., Ardyukov D.G., Kato T. Present tectonics of the southeast of Russia as seen from GPS observations. // Geophysical Journal International, 2011, vol.184, issue 2, February, 529-540; doi: 10.1111/j.1365-246X.2010.04871.x.
5. Шахтыров В.Г. Разломные и сдвиговые морфоструктуры Северо-востока СССР // Морфоструктурные исследования. Теория и практика. - М.: Наука, 1985, с. 190-194.
6. Мальков Б.И. Схема развития юго-восточной части Яно-Колымской геосинклинальной системы // Мезозойский тектогенез: Материалы 7-й сессии Научного Совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока, 1971. с. 35-41.
7. Сурков В.С., Сальников А.С., Кузнецов В.Л., Липилин А.В., Селезнев В.С., Еманов А.Ф., Соловьев В.М. Строение земной коры Магаданского сектора северо-востока России по данным ГСЗ // Структура и строение земной коры Магаданского сектора России по геолого-геофизическим данным: Сб. науч. трудов.- Новосибирск: Наука, 2007. - С.13-21.

© В.Ю. Тимофеев, Д.Г. Ардюков, В.М. Соловьев, С.В. Шibaев, А.Ф. Петров, П.Ю. Горнов, Н.В. Шестаков, Е.В. Бойко, А.В. Тимофеев, 2011

УДК 550.361

А.Д. Дучков, Д.Е. Аюнов, М.Е. Пермяков

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В НАБЛЮДАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ СЕМИПАЛАТИНСКОГО ПОЛИГОНА (ВОСТОЧНО-КАЗАХСТАНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

В докладе представлены результаты измерений температуры в наблюдательных скважинах Семипалатинского полигона (площадка Балапан) в 2009–2010 гг. Целью измерений является прогнозирование геотермальных процессов, протекающих в котловых полостях подземных ядерных взрывов. В одной из скважин мы организовали постоянный мониторинг температуры на нескольких глубинах; в других выполнили термокаротаж. Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы. Во-первых, во всех изученных пунктах температура пород оказалась выше ($>8^{\circ}\text{C}$ на глубине 20 м) фоновой ($6\text{--}7^{\circ}\text{C}$ на той же глубине). Во-вторых, удалось выявить аномально разогретые пункты, где температура на глубине 20 м превышает $9,5\text{--}10^{\circ}\text{C}$. Наиболее вероятно, что зафиксированные аномалии температуры в приповерхностных горных породах полигона вызваны истечением нагретого газа из котловых полостей или зон подземной газификации.

A.D. Duchkov, D.E. Ayunov, M.E. Permyakov

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

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

RESULTS OF THE TEMPERATURE FIELD INVESTIGATIONS IN OBSERVATIONS WELLS OF SEMIPALATINSK POLYGON (THE EAST KAZAKHSTAN AREA)

We present some results of temperature measurements held in observation boreholes within Semipalatinsk polygon (Balapan site) in 2009–2010. Measurements were conducted for the purpose of studying geothermal processes taking place in post-explosion cavities produced by underground nuclear explosions. Continuous temperature monitoring was organized in one borehole at different depth levels; temperature profiling was made in other boreholes. Data analysis allows us to make the following conclusions. First, for all points temperature at the depth of 20 m is higher ($>8^{\circ}\text{C}$) compared to the background temperature ($6\text{--}7^{\circ}\text{C}$) at the same depth. Second, we discovered places with anomalously high temperatures ($9,5\text{--}10^{\circ}\text{C}$ at the depth of 20 m). Most likely these high temperatures within the pre-surface rock layer are caused by anomalously a gas transfer from post-explosion cavities or from underground gasification zones.

Значительная часть подземных ядерных взрывов (ПЯВ) проведена на территории бывшего Семипалатинского испытательного ядерного полигона (СИЯП) в скважинах, пробуренных в горных породах, содержащих углистые материалы. Высокие температуры (Т) привели к возникновению процесса подземной газификации горных пород. До настоящего времени этот процесс не затих. Наоборот, имеются признаки его активизации, что представляет реальную опасность внезапных выбросов подземного газа и выноса радиоактивных продуктов на дневную поверхность [1]. Для изучения и прогнозирования процессов, протекающих в котловых полостях ПЯВ, специалистами Института ядерной физики Национального ядерного центра Республики Казахстан разработан комплекс мероприятий, включающий и регулярные измерения температуры в наблюдательных скважинах, пробуренных на площадке Балапан вблизи «боевых» скважин. Всего здесь в 2009 г. пробурено 8 наблюдательных скважин глубиной 16-70 м, в которых нами проведены в 2009-2010 г. температурные измерения. В скв. 1010/1, пробуренной на приустьевой площадке скв. 1010, где отмечается значительный рост содержания окиси углерода в потоке газа из грунтов, что может являться косвенным признаком активизации процессов подземного горения горных пород, нами организован постоянный мониторинг температуры на нескольких глубинах. В других скважинах был выполнен термокаротаж. В данном сообщении обсуждаются результаты этих измерений.

Расположение «боевых» скважин показано на рис. 1 (скв. 1234 находится за контурами рисунка). Все они вскрыли четвертичные пески (мощность слоя около 10 м) и глубже – слой плотных малообводненных коричневых глин неогенового возраста. Все скважины обсажены, уровень грунтовых вод в них изменяется от 7 до 26 м.

Для мониторинга температуры была использовано устройство, состоящее из автономного цифрового измерителя температуры (АИТ) [2] и термокосы с восемью температурными датчиками (терморезисторы). Мониторинг начался 17.09.2009 г., когда термокоса была размещена в стволе скважины [3]. Два верхних датчика термокосы располагались практически на поверхности земли (для маскировки они перекрыты деревянным щитом и присыпаны землёй). Остальные 6 датчиков опущены в скважину на глубину 10, 20, 30, 40, 50 и 60 м, соответственно. Измеритель, помещенный в полиэтиленовый пакет, был замаскирован у устья скважины. Первоначально установлена частота опроса датчиков – раз в 3 часа. В таком режиме аппаратура проработала до 27.10.2009. По ряду причин мониторинг возобновился только 18.07.2010, тогда же период опроса увеличен до 1 раза в сутки. При посещении объекта в ноябре 2010 г. произведена смена питания и восстановлен прежний период опроса датчиков – 1 раз в 3 часа.

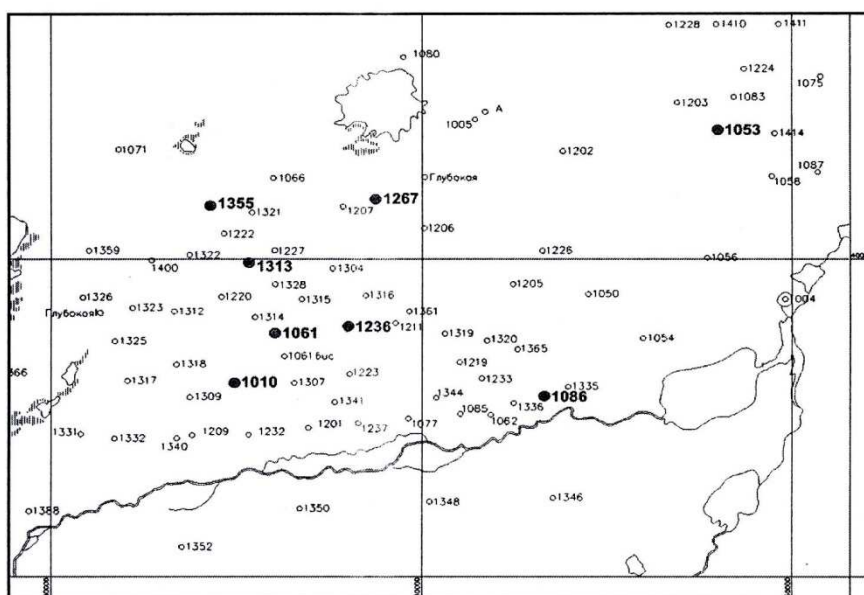


Рис. 1. Расположение скважин разного назначения на площадке Балапан СИЯП. Черными кружками обозначены «боевые» скважины, вблизи (~50 м) которых пробурены в 2009 г. наблюдательные скважины

Результаты мониторинга температуры в интервале 10-60 м приведены на рис. 2. Ряд наблюдений пока еще недостаточен для обоснованных выводов. Однако некоторые замечания все же можно сделать. Бросается в глаза, что в 2010 г. (сравниваются периоды с 18.09 по 23.10.) датчики в целом зарегистрировали более высокие температуры, при этом увеличился и геотермический градиент (Г). В конце сентября 2009 г. градиент в интервале 10-60 м составлял ~8 мК/м, а в 2010 г. он вырос до 12 мК/м. В 2009 г. заметный рост температуры показали датчики 1 и 2, размещенные на глубинах 10 и 20 м. В 2010 г. датчик 1 (расположен в сухой части скважины) подтвердил этот тренд, а датчик 2 (расположен в воде) записал аномально высокую для этой глубины температуру – 9,3-9,6⁰С. Наиболее вероятно, что этот датчик вышел из строя и требует замены. Вызывает недоумение аномалия температуры, зарегистрированная датчиком 5 (глубина 50 м) в июне-августе 2010 г. В максимуме аномалия превысила 10,8⁰С. К концу августа 2010 г. Т на этой глубине уменьшилась до 8,6-8,8⁰С и график датчика 5 занял первоначально положение между графиками датчиков 4 и 6. Пока неизвестно, что могло вызвать такое резкое возрастание температуры на локальной глубине. Мониторинг продолжается и возможно в дальнейшем нам удастся в этом разобраться.

Перейдем к рассмотрению результатов термокаротажа, который был выполнен 17-18.09. и 04.11. 2010 г. в наблюдательных скв. 1010/2, 1086/1, 1053/1, 1267/1, 1234 и 1061/1 площадки Балапан. Использовался переносный электротермометр, изготовленный в ИНГГ СО РАН. Шаг измерений составлял 2-5 м. Результаты измерений, а также некоторые сведения о скважинах приведены в таблице 1 и на рис. 3.

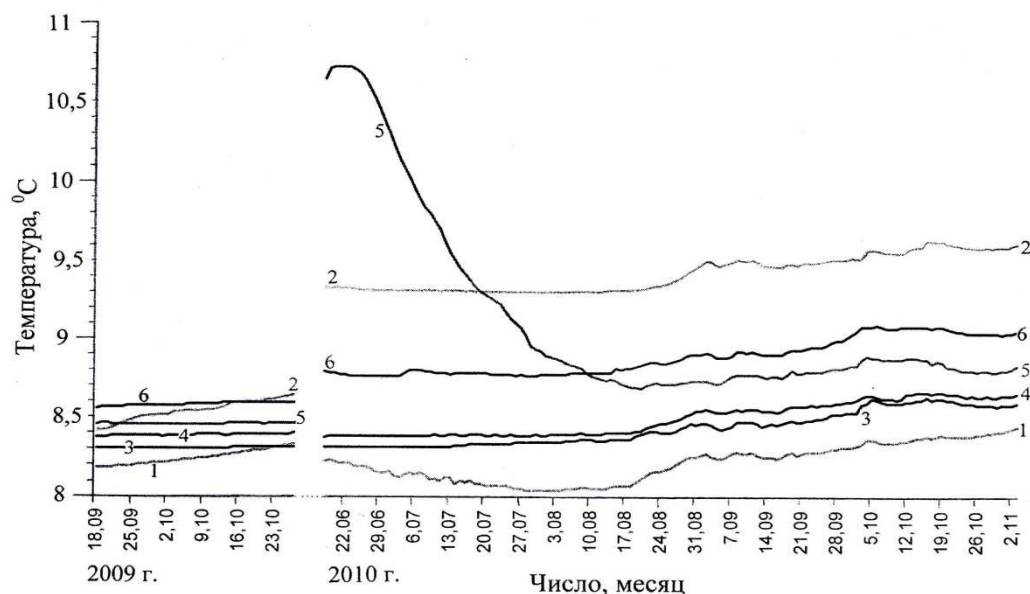


Рис. 2. Результаты мониторинга температуры в скв. 1010/1 с 17.09.2009 г. по 04.11.2010 г. (с перерывом). Датчики 1-6 расположены на глубинах 10, 20, 30, 40, 50 и 60 м, соответственно

Перед анализом результатов следует отметить, что по имеющимся оценкам [4, 5], среднегодовая «фоновая» температура на подошве «нейтрального» слоя (примерно 20 м) в северной части Центрального Казахстана, где расположен полигон, составляет 6-7⁰С. По нашим же данным температура на глубине 20 м в скважинах площадки Балапан заметно выше - в среднем ~9⁰С при изменении от 8,3⁰ до 10⁰С. Соответственно можно сделать вывод о том, что выполненные измерения свидетельствуют об общей прогретости верхнего слоя горных пород в пределах изученной части полигона. В то же время, очевидно, что по температурному режиму исследованные скважины можно разделить на две группы: «холодные» и «горячие». Преобладают «холодные» скважины (1010/2, 1086/1, 1053/1, 1267/1). В них на глубине 20 м (подошва слоя годовых колебаний) температура пород составляет 8.1-8,7⁰С, а геотермический градиент (Г) в интервале 30-70 м не превышает 14-15 мК/м (табл. 1). Такие очень низкие (фоновые) значения Г характерны для этого региона и на бóльших глубинах [5]. В этих условиях, судя по термокаротажу глубоких скважин, фоновая температура на глубине 500 м не поднимается выше 12-13 градусов [5].

В двух удаленных друг от друга «горячих» скважинах (1061/1 и 1234) зафиксированы более высокие температуры в верхнем слое горных пород - 9,5-10⁰С на глубине 20 м. В этих скважинах температура быстрее нарастает с глубиной. Геотермический градиент здесь (в интервале 20-40 м) достигает 50-60 мК/м (табл. 1). При сохранении этого значения градиента и глубже можно ожидать, что в этих пунктах температура на глубине 500 м может достигать 40-50⁰С. Таким образом, термокаротаж наблюдательных скважин позволил выявить в пределах площадки Балапан аномально разогретые разрезы горных пород, которые требуют более тщательного изучения.

Таблица 1 Параметры изученных скважин и значения геотермического градиента по результатам термокаротажа 17.06. и 04.11.2010 г.

№№ п/п	№№ скважины	Глубина, м	Уровень воды, м	Интервал расчета Г, м	Значение Г, мК/м	
					17.06.	04.11.
					2010 г.	2010 г.
«Холодные» разрезы						
1	1010/2	60	15	30-60	6	7
2	1086/1	70	15	40-70	15	-
3	1053/1	48	10,5	20-48	11	-
4	1267/1	49	26	30-49	4	6
«Горячие» разрезы						
5	1234	39	18	20-38	51	-
6	1061/1	38,5	18	20-38	59	62

Примечание: Г – геотермический градиент.

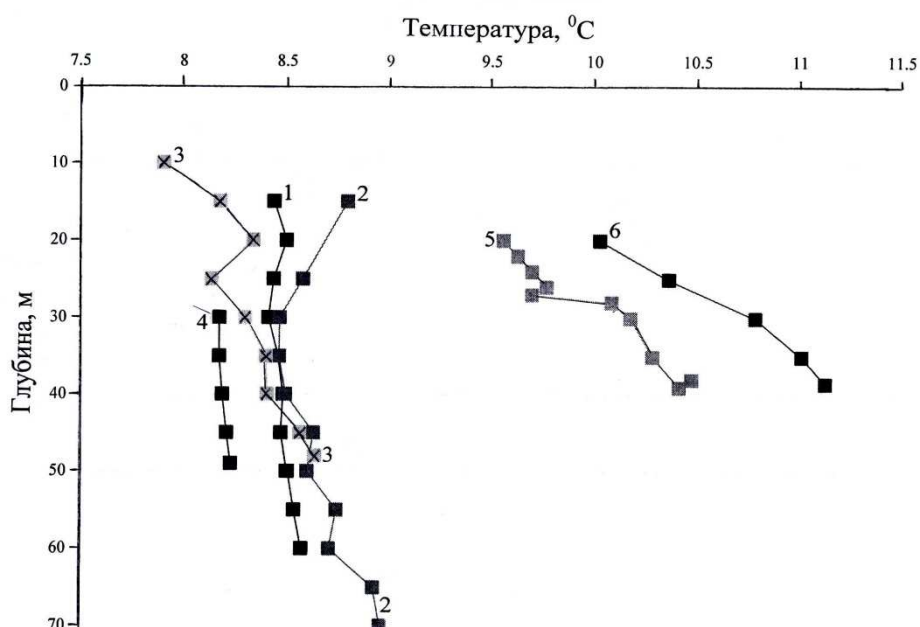


Рис. 3. Результаты термокаротажа наблюдательных скважин площадки Балапан: графики 1-6 принадлежат скв. 1010/2, 1086/1, 1053/1, 1267/1, 1234 и 1061/1, соответственно. Измерения выполнены 17.06.2010 г.

Можно предположить, что причиной разогревания верхнего слоя горных пород может быть: 1) кондуктивная передача тепла из остывающих котловых полостей или очагов подземной газификации и 2) конвективный вынос тепла к поверхности из тех же очагов разогретыми газами. Проверить действие этих механизмов можно было бы, от моделировав ситуации. Однако отсутствие информации об истории бурения и использования «боевых» скважин не позволяет это сделать достаточно детально. Для примерной оценки возможностей кондуктивного теплопереноса мы выполнили оценку распространения во времени и пространстве температуры от нагретой первоначально до 500 градусов сферы радиусом 50 метров. Принято, что среда, вмещающая разогретую сферу, находится при нулевой температуре, её

температуропроводность составляет $1 \cdot 10^{-6}$ м²/с. При расчетах использованы математические решения из работы [6]. Расчеты показали, что ощутимый сигнал (десятые доли градуса) от остывающей сферы, располагающейся на глубине 200 м, появится у земной поверхности только через 40 лет. В этой связи, очевидно, что наблюдаемые аномалии температуры в скважинах площадки Балапан не могут быть обеспечены медленным кондуктивным теплопереносом. Наиболее вероятно, что зафиксированные разные по амплитуде аномалии температуры в приповерхностных горных породах могут вызваны подъемом нагретого газа (а может и флюида) из зоны подземной газификации. Этот процесс наиболее вероятен. Он достаточно подробно теоретически и экспериментально обоснован в работе [7] на примерах проявлений геотермальной активности в эпицентральных зонах ПЯВ Семипалатинского полигона.

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Айдарханов А.О., Дмитропавленко В.Н., Субботин С.Б., Лукашенко С.Н., Дучков А.Д., Казанцев С.А. Комплексное исследование температурных аномалий на территории бывшего Семипалатинского испытательного ядерного полигона [Текст] / А.О. Айдарханов // Ядерная и радиационная физика. Материалы 5-ой международной конференции, 26-29 сентября 2005 г. - Алматы. III том. Радиационная экология. Ядерно-физические методы в медицине и промышленности. - Алматы: ИЯФ НЯЦ РК, 2006. – С. 143-154.
2. Казанцев С.А., Дучков А.Д. Аппаратура и результаты мониторинга температуры геологических объектов [Текст] / С.А. Казанцев // Тепловое поле земли и методы его изучения. Сборник научных трудов. Отв. Ред. Ю.А. Попов. - М.: РГГРУ, 2008. – С. 102-107.
3. Дучков А.Д., Казанцев С.А., Аюнов Д.Е., Пермяков М.Е., Субботин С.Б. Результаты измерения температуры в наблюдательных скважинах площадки «Балапан» [Текст] / А.Д. Дучков // Семипалатинский испытательный полигон. Радиационное наследие и перспективы развития: Материалы IV Международной конференции. Институт радиационной безопасности и экологии НЯЦ РК. 25-27 августа 2010 г. – Курчатов. Павлодар: ТОО «Дом печати», 2010. - С. 112-113.
4. Гидрогеотермический атлас СССР (зона активного водообмена) [Карты] / Ред. Н.М. Фролов / Ленинград: Мингео СССР, 1983.
5. Хуторской М.Д. Геотермия Центрально-Азиатского складчатого пояса [Текст] / М.Д. Хуторской // М.: Изд-во РУДН, 1996. - 289 с.
6. Ингерсолл Л.Р., Зобель О.Д., Ингерсолл А.К. Теплопроводность, её применение в технике и геологии [Текст] / Л.Р. Ингерсолл // М.-Л.: Государственное научно-техническое издательство машиностроительной литературы, 1959. – 259 с.

7. Бусыгин В.П., Андреев А.И., Косолапов С.А. Термический режим дневной поверхности в эпицентральной зоне подземных ядерных взрывов [Текст] / В.П. Бусыгин // Физика Земли. – 1999. - №11. – С.68-74.

© А.Д. Дучков, Д.Е. Аюнов, М.Е. Пермяков, 2011

УДК 550.3+539.3

Л.А. Назаров¹, Л.А. Назарова¹, М.П. Козлова²

¹ИГД СО РАН, Новосибирск

²ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МЕТОД ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ОЧАГА ГОТОВЯЩЕГОСЯ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ

В работе предложена методика количественной оценки фокальных параметров готовящегося сейсмического события по геодезическим данным. Очаг предстоящего сейсмического события ассоциируется с аномальной зоной в окрестности тектонического нарушения и моделируется точечным источником типа «двойная сила с моментом».

L.A. Nazarov¹, L.A. Nazarova¹, M.P. Kozlova²

¹Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences

Krasniy Prospekt, 54, Novosibirsk, 630091, Russia

²Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

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

METHOD OF INTERPRETATION OF THE GEODETIC DATA FOR THE ESTIMATION OF PARAMETERS OF AN IMMINENT SEISMIC EVENT FOCUS

In the paper we propose a technique for quantitative determining parameters of an imminent seismic event focus using geodetic data. The source of the prepared seismic event describes as an anomalous zone in the vicinity of a tectonic fault and simulates by point source as «double force with a moment».

Накопленная в последние годы по GPS данным информация о смещениях земной поверхности позволяет моделировать квазистационарные процессы деформирования геологической среды, которые предшествуют динамическому событию (например, землетрясению).

На рис. 1 стрелками показаны среднегодовые смещения пунктов GPS юга Западной Сибири относительно пункта «Новосибирск», которые фиксировались в течение трех лет до Алтайского землетрясения 27.09.2003 [1].

Посредством триангуляции области рассчитаем главные деформации (рис. 1) ε_1 и ε_2 (черные линии – укорочение, серые – удлинение). Можно заметить, что в южной части представленного региона происходило локальное повышение деформаций. Сделаем количественную оценку фокальных характеристик землетрясения, которое могут вызвать накопленные за указанный период времени напряжения.

Рассмотрим параллелепипед G (рис. 2) в декартовой системе координат. Ось Z вертикальна, а x и y ориентированы по направлениям действия главных горизонтальных напряжений, которые характеризуются коэффициентами бокового отпора q_x и q_y [2]. В области G расположен тонкий слой T мощностью Δ , моделирующий тектоническое нарушение с углом простираия α и углом падения $90^\circ - \beta$.

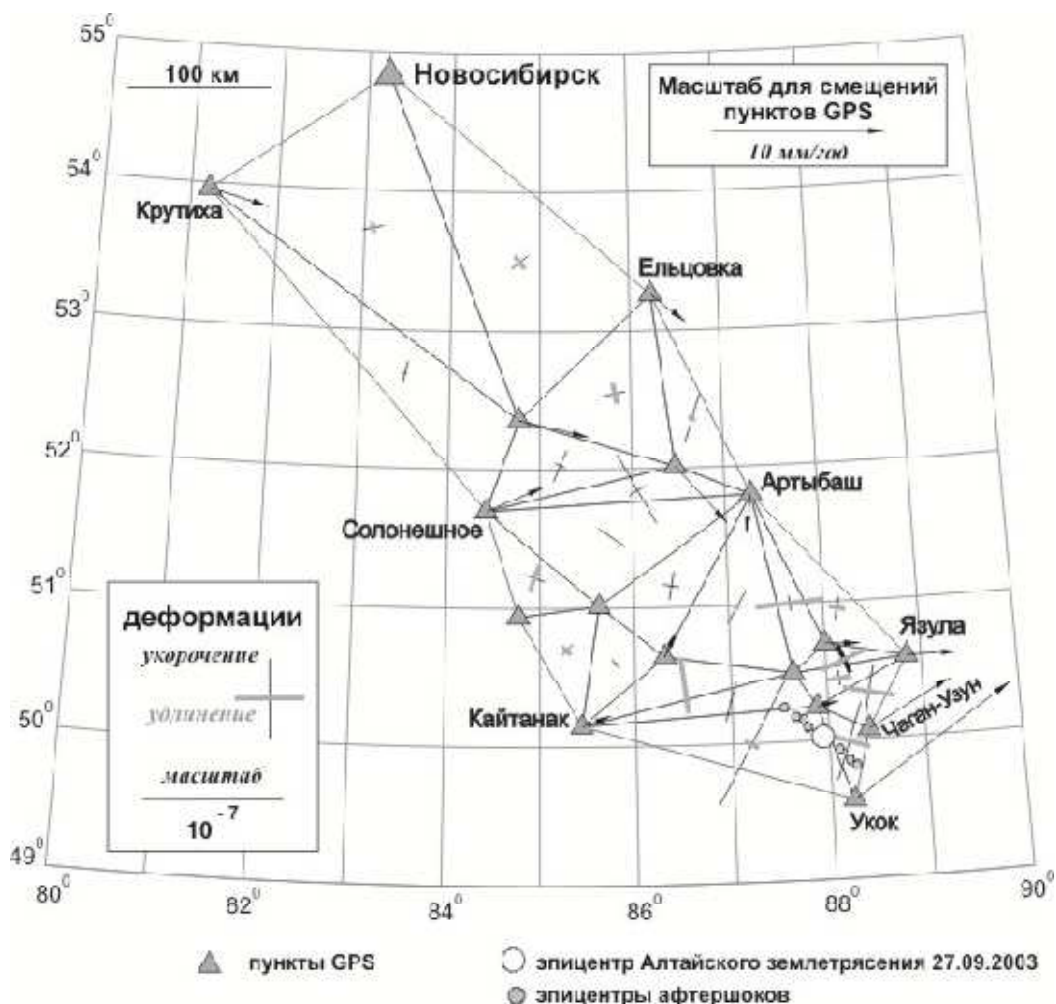


Рис. 1. Главные деформации юга Западной Сибири, вычисленные по GPS данным 2000-2003 гг.

Всюду в G выполнены уравнения равновесия, в области $G \setminus T$ деформирование среды описывается законом Гука, а в T - следующими соотношениями [3]:

$$\sigma(P) = K_n^0 P H(P) / (1 - P / P_*) \quad (1)$$

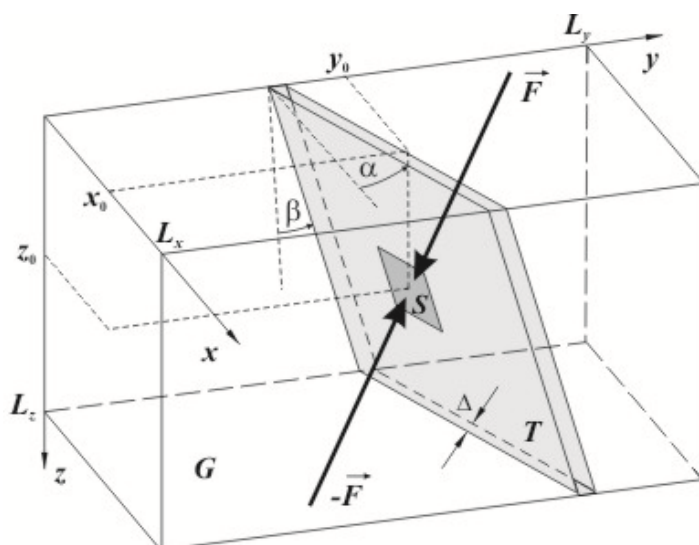


Рис. 2. Схема расчетной области и модель эквивалентного источника

$$\begin{aligned} \tau_m(R_m) &= K_t R_m H(R_m - R^*) + \\ &+ \tau^* H(R^* - R_m) \end{aligned},$$

$$(m = 1, 2) \quad (2)$$

P и R_m - конвергенция и проскальзывания границ T , а P^* и R^* - их предельные значения; K_n^0 - начальная нормальная жесткость; $K_t = \tau^* / R^*$ - касательная жесткость; H - функция Хевисайда.

Граничные условия заданы следующие:

$$\begin{aligned} u_x(0, y, z) &= 0, & \sigma_{xx}(L_x, y, z) &= q_x \sigma_V(z), \\ u_y(x, 0, z) &= 0, & \sigma_{yy}(x, L_y, z) &= q_y \sigma_V(z), \\ u_z(x, y, L_z) &= 0, & \sigma_{zz}(x, y, 0) &= 0, \end{aligned} \quad (3)$$

все касательные напряжения на ∂G - нулевые, $\sigma_V(z) = \rho g z$.

Подготовка землетрясения [4] начинается с возникновения на разломе участка S (рис. 2) с аномальными свойствами, либо зоны концентрации напряжений. В результате в среде происходит изменение поля деформаций.

Текущие жесткости нарушения увеличиваются с возрастанием нормального напряжения, поэтому возникновение аномальной зоны будем моделировать изменением жесткости. В качестве входных данных для задачи определения параметров аномальной зоны будем использовать приращения d_{ij} компонентов тензора деформаций на свободной поверхности.

Решение задачи осуществлялось методом конечных элементов с использованием кода ЗМКЭГК [5].

Определить конфигурацию, местоположение и свойства S по известным d_{ij} практически невозможно, поскольку на расстояниях порядка нескольких диаметров S все особенности дополнительного поля деформаций нивелируются (принцип Сен-Венана [6]). Поэтому воспользуемся идеей построения эквивалентного точечного источника, широко применяющейся при интерпретации сейсмических данных [7], используя d_{ij} - априорные данные об очаге возможного сейсмического события.

Будем искать источник, создающий в невесомой ($\rho = 0$) области G поле деформаций, которое на поверхности $z = 0$ близко к d_{ij} в дискретном множестве точек $(x_k, y_k)_{k=1 \dots K}$. Будем строить эквивалентный источник типа «пара сосредоточенных сил с моментом», приложенным на разных берегах разлома – одна из распространенных моделей очага землетрясения [8].

На рис. 3а, б показано распределение приращений компонентов тензора деформаций d_{xx} и d_{xy} на свободной поверхности при возникновении аномальной зоны S - прямой призмы $2 \times 2 \times 0.1$ км с координатами центра $x_s = 5$ км, $y_s = 25$ км, $z_s = 5$ км; $f = 1.05$; $\alpha = 0$; $\beta = 15^\circ$; $\Delta = 0.1$ км; $q_x = 0.33$, $q_y = 0.6$ (сбросовый тектонический режим [2]). На рис. 3в, г представлены изолинии деформаций $\varepsilon_{xx}(x, y, 0)$ и $\varepsilon_{xy}(x, y, 0)$ при действии источника типа “пара сил с

моментом”, параметры которого ($F_x = 0$, $F_y = 0.64 \cdot 10^{13}$ Н, $F_z = 0.89 \cdot 10^{13}$ Н, $x_0 = x_s$, $y_0 = y_s$, $z_0 = z_s$) найдены в результате минимизации функции Φ . Отметим хорошее количественное соответствие этих полей (относительная ошибка менее 10%), хотя эквивалентный источник строился только по информации о сдвиговых поверхностных деформациях.

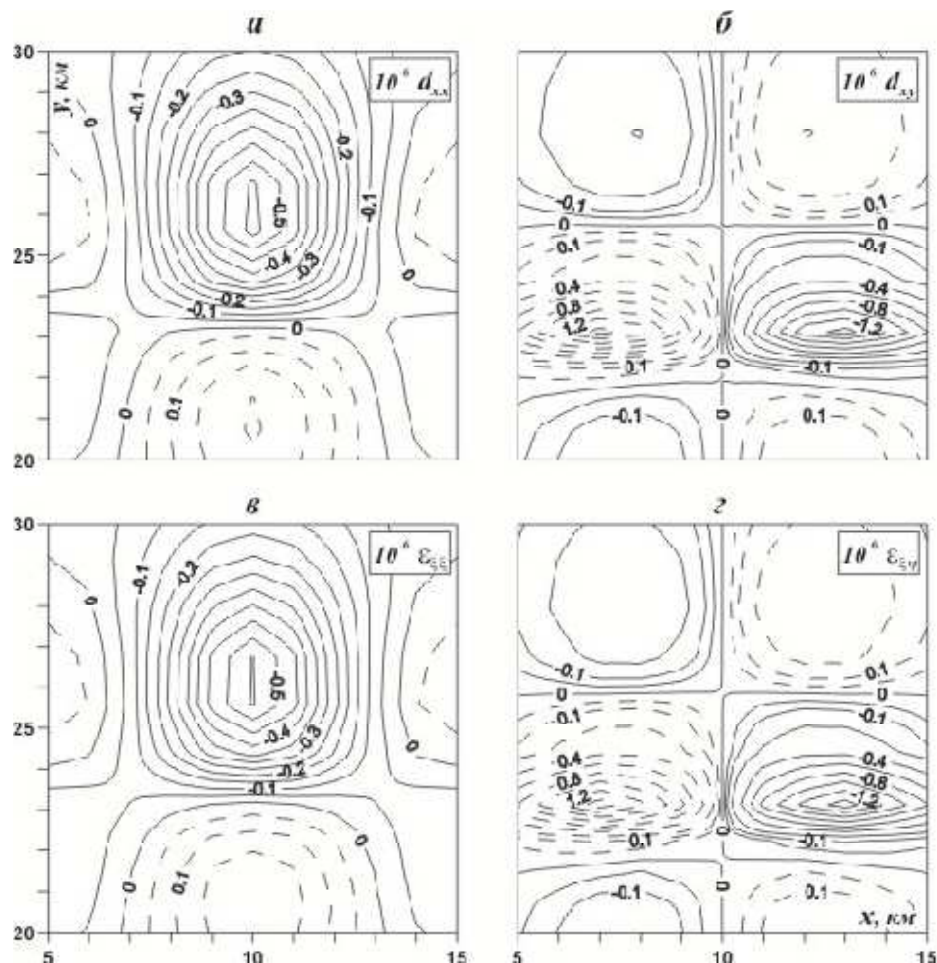


Рис. 3. Приращения горизонтальных компонентов тензора деформаций на дневной поверхности, обусловленные: а, б – возникновением аномальной зоны; в, г – действием эквивалентного источника

В [9] получены эмпирические зависимости площади разрыва в очаге $S(M)$ и амплитуды силы $F(M)$ от магнитуды землетрясения M , используя которые можно оценить следующие параметры $S(4) = 4.38 \text{ км}^2$, $F(4) = 1.03 \cdot 10^{13}$ Н. Эти значения хорошо количественно соотносятся с результатами расчетов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гольдин С.В. Поля смещений земной поверхности в зоне Чуйского землетрясения, Горный Алтай [Текст]:/ С.В. Гольдин, В.Ю. Тимофеев, Д.Г. Ардюков //ДАН. – 2005. – Т. 405. № 6. – С. 804–809
2. Назарова Л.А. Использование сейсмотектонических данных для оценки полей напряжений и деформаций земной коры [Текст]:/ Л.А. Назарова // Физ.-тех. пробл. разраб. пол. ископ. - 1999. - № 1. - С. 28–36.

3. Barton N.R. Deformation phenomena in jointed rock [Text]:/ N.R. Barton // Geotechnique. - 1986. - V.36. N 2. - P.147-167.
4. Шемякин Е.И. К вопросу о классификации горных ударов [Текст]:/ Е.И. Шемякин, М.В. Курленя, Г.И. Кулаков // Физ.-тех. пробл. разраб. пол. ископ. - 1986. - № 6. - С. 3-11.
5. Назарова Л.А. Моделирование объемных полей напряжений в разломных зонах земной коры [Текст]:/ Л.А. Назарова // ДАН. -1995. - Т. 342. № 6. - С. 804-808.
6. Новацкий В. Теория упругости. [Текст]:/ В. Новацкий // М.: Мир. - 1975. - 872с.
7. Аки К. Количественная сейсмология. Т. 1. [Текст]:/ К. Аки, П. Ричардс// М.: Мир. - 1983. - 519 с.
8. Райс Дж. Механика очага землетрясения. [Текст]:/ Дж.Райс//М.: Мир. - 1982. - 217 с.
9. Ризниченко Ю.В. Проблемы сейсмологии. [Текст]:/ Ю.В. Ризниченко// М.: Наука. - 1985. - 408 с.

© Л.А. Назаров, Л.А. Назарова, М.П. Козлова, 2011

УДК 550.347.097.23

С.В. Яскевич¹, Ф. Андерссон², А.А. Дучков¹

¹ ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²Лундский университет, Швеция Лунд

ЛОКАЦИЯ СОБЫТИЙ С ОДНОВРЕМЕННЫМ УТОЧНЕНИЕМ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ДВУХСЛОЙНОЙ СРЕДЫ, ДЛЯ СЛУЧАЯ, КОГДА РАССТАНОВКА ПРИЕМНИКОВ ПЕРЕСЕКАЕТ ГРАНИЦУ

В докладе будет рассмотрен вопрос точности локации гипоцентров микросейсмических событий для двухслойной модели среды. Задача ставится в контексте мониторинга гидравлического разрыва пласта. Рассматривается случай, когда скважинная расстановка приемников пересекает границу, а сами слои являются трансверсально-изотропными. По временам прихода волн ставится задача локации события с одновременным определением упругих параметров анизотропной среды (параметров Томсона). Для решения обратной кинематической задачи используется оптимизационный подход, т.е. минимизируется функционал невязки между синтетическими и измеренными временами прихода волн.

При достаточно большой апертуре системы наблюдений удастся восстановить упругие параметры для обоих слоев. Основным выводом данной работы является то, что при наличии границы точность локации не ухудшается в случае, когда расстановка ее пересекает. Но в этом случае необходимо провести предварительный анализ годографа прямой Р-волны, для того, чтобы поместить начальное приближение для гипоцентра события в правильный слой.

S.V. Yaskevich 1, F. Andersson2, A.A. Duchkov1

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

Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

2 Lund University, Sweden

BOX 117, 221 00 LUND, SWEDEN

EVENTS LOCATION WITH SIMULTANEOUS ESTIMATION OF THE PARAMETERS OF TWO LAYER MODEL, FOR THE CASE WHEN THE RECEIVER STRING STRADDLES THE INTERFACE

In this presentation we study accuracy of locating hypocenters of microseismic events in two-layered models. This problem is considered in the context of monitoring of a hydrofracturing experiment. Thus we consider acquisition system as a vertical downhole array crossing a boundary between two transversally-isotropic layers. Travel times for seismic waves are used for locating microseismic events and simultaneous estimation of elastic parameters of anisotropic layers (Thomsen parameters). This inverse kinematic problem is solved by minimizing a misfit

between measured and synthetic travel times. For sufficiently large aperture of the acquisition system used one can estimate elastic parameters for both layers. Main result is that boundary is not affecting accuracy of locating microseismic events compared to the case of one layer. However it is important to analyze traveltimes curve for the P-wave in order to put the starting point of the iterative minimization procedure into a correct layer.

Введение

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП), широко распространена в нефтегазовой индустрии. Ее основная задача – создание в массиве породы трещины, или системы трещин, которые впоследствии служат для увеличения притока углеводородов, что делает добычу экономически эффективной. Считается, что рост трещины происходит непосредственно во время операций по ГРП, и сопровождается излучением сейсмических волн, связанных с раскрытием трещины. Знание геометрии расположения микросейсм позволяет получить некоторое представление об образовавшейся системе трещин. Таким образом, локация (определение гипоцентров) микросейсмических событий дает возможность получить представление о геометрии образовавшейся системы трещин. В работе (Maxwell et al., 2010) авторы говорят о значимости данных такого рода для разработки месторождения.

Стандартным подходом к обработке данных микросейсмического мониторинга в ГРП является использование контролируемых источников (проведение перфорации скважины) для построения скоростной модели (обычно, это слоисто-однородная модель). Затем в фиксированной модели проводится локация микросейсмических событий.

В работе (Eisner and Duncan, 2009) исследуется область неоднозначности для локации в фиксированной изотропной среде и влияние ошибок в скоростной модели среды на точность локации событий.

Мы исследуем подход, в котором локация событий осуществляется совместно с уточнением параметров среды. Для этого решается обратная кинематическая задача минимизации среднеквадратической невязки между модельными и измеренными временами прихода продольной (P) и быстрой поперечной (S1) волн (снять времена прихода медленной волны, как правило, оказывается затруднительным).

К сожалению, формат тезисов не позволяет нам в полной мере обсудить точность восстановления параметров анизотропии.

Методы

Метод лучевого трассирования лучей. Рассматриваем кинематическую задачу, то есть для заданной упругой модели строим лучи и считаем время пробега вдоль них. Получаем оператор

$$\bar{t} = F\bar{m}, \quad (1)$$

где $\bar{t}$ – времена прихода волн, $\bar{m}$ – вектор параметров модели $\bar{m} = (t_0, r, z, V_{1P0}, V_{1S0}, \epsilon_1, \delta_1, \gamma_1, V_{2P0}, V_{2S0}, \epsilon_2, \delta_2, \gamma_2)$; $(V_{IP0}, V_{IS0}, \epsilon_I, \delta_I, \gamma_I)$ – параметры Томсона для трансверсально-изотропного I-го слоя (Thomsen, 1986). F –

оператор лучевого трассирования, который используется для расчета времен пробега прямых волн от источника (r, z) до приемников.

Для решения обратной кинематической задачи мы используем оптимизационную постановку, т.е. минимизируем функцию невязки:

$$||t^{obs} - t^{syn}|| \rightarrow \min, \quad (2)$$

где t^{obs} - измеренные времена прихода волн, t^{syn} - синтетические времена прихода, соответствующие вектору модельных параметров $\bar{m}$.

В качестве начального приближения берется однородная изотропная среда, для которой скорости (V_P, V_S) можно оценить либо по годографам волн, либо по данным каротажа, анизотропные параметры берутся нулевыми, z выбирается в правильном слое, $t_{0,r}$ также берутся нулевыми. Нелинейная оптимизационная задача решается с использованием стандартных градиентных методов, имеющихся в пакете Matlab. Градиент определяется матрицей производных Фреше:

$$DF = \{dt_i/dm_j\}.$$

Собственные вектора и числа которой, определяют направление и величину шага в пространстве параметров модели $\bar{m}$ (градиент).

Параметр γ не может быть определен при использовании только Р и S1 волн, поэтому он был исключен из вектора параметров модели $\bar{m}$.

Примеры

В рамках данной работы мы рассматриваем вертикальный массив приемников (расстановка из 11 приемников с шагом 20 м, от 0 до 200 м) в двухслойной трансверсально-изотропной среде с вертикальной осью симметрии (VTI). Горизонтальная граница находится на глубине 100м, ее глубина считается известной (это может быть обусловлено наличием данных сейсморазведки или каротажа). Обсуждаемая далее двухслойная VTI среда в рамках описания Томсона (Thomsen L 1986) имеет следующие параметры

Верхний слой: $V_{1P0} = 5.0$; $V_{1S0} = 3.0$; $\mathcal{E}_1 = 0.2$; $\delta_1 = 0.15$

Нижний слой: $V_{2P0} = 3.0$; $V_{2S0} = 1.8$; $\mathcal{E}_2 = 0.1$; $\delta_1 = 0.05$

Основным вопросом исследования является исследование устойчивости локации источника в слоистой среде. Здесь мы приводим результаты локации для случаев, когда источник расположен вблизи (5 м) или вдали от границы (50 м), геометрия которой считается известной.

Для исследования устойчивости мы вначале рассчитали времена пробега волн лучевым методом для "правильной" модели. Далее в полученные времена вносился случайный шум и решалась обратная задача для зашумленных данных. Средним значение шума было 1 мс, считается, что это достаточно обусловленная точность снятия времен для микросейсмических данных (Eisner and Duncan, 2009). Проводя локацию для нескольких реализаций шума, мы получаем облако возможных положений гипоцентров, которое характеризует точность локации событий (чувствительность к ошибкам). В случае данных без шума параметры вектора $\bar{m}$ восстанавливаются точно.

Для случая, когда событие расположено вдали от границы его локация обладает по сути такой же областью неоднозначности, как если бы среда была

однородной. На рис. 1 а, б показаны результаты локации для двух "дальних" событий. Было установлено, что разброс в локациях в верхнем слое больше. Это хорошо согласуется с тем, что годограф прямой волны в более высокоскоростном слое является более пологим (а как следствие более чувствительным к шуму).

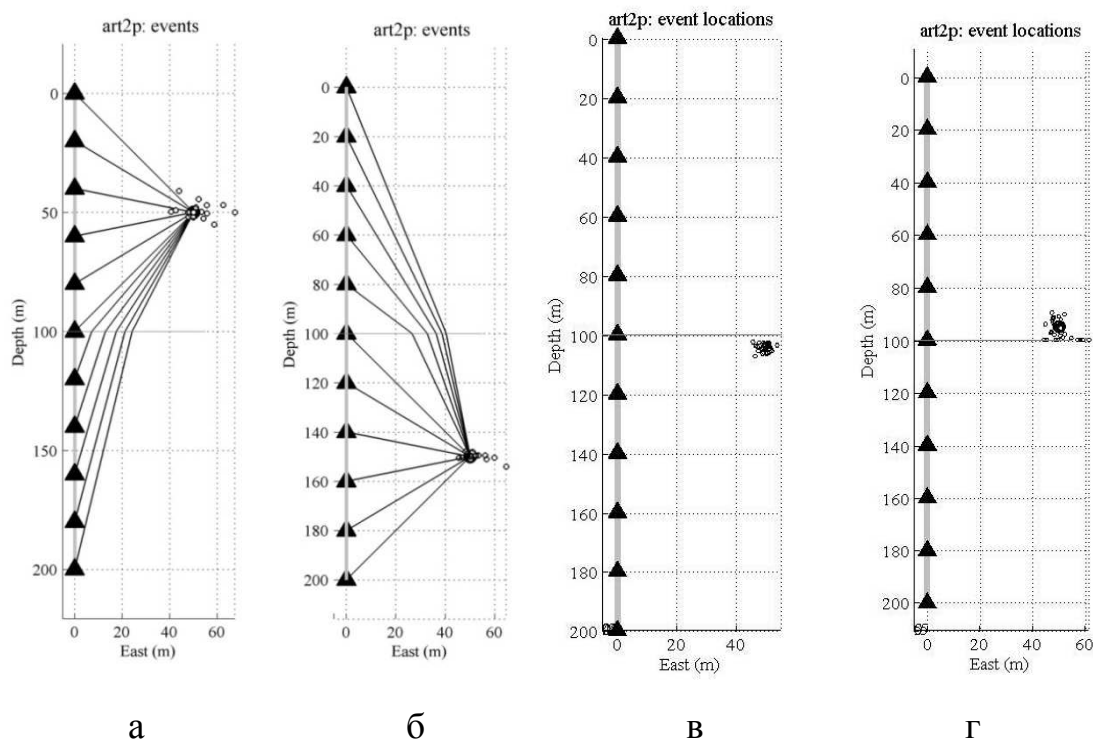


Рис. 1. Результаты локации близкого к границе события; большим черным кружком обозначена истинная локация, маленькие кружки – результаты локации по зашумленным данным. Треугольники – положения приемников

Для события находящегося вблизи границы важным вопросом становится определение начального приближения вектора параметров модели $\bar{m}$, а именно глубины события (z). На первых итерациях алгоритма предпочтительно, чтобы событие оказывалось в правильном слое. Возможность правильного выбора начального приближения, обосновывается тем, что годографы в случае контрастной среды для событий выше и ниже границы отличаются в значительной степени (рис. 2). Таким образом, визуальный анализ годографа Р-волны позволяет определить слой, в котором расположен источник.

Были исследованы случаи, когда начальное приближение для координат лоцируемого события было выбрано необоснованно неверным, и при некоторых реализациях шума не всегда инверсия приводит к результату близкому к правильному. По этой причине предлагается проводить предварительный визуальный анализ годографа Р-волны. В случае правильного начального приближения локации (в правильном слое) разброс локаций не превышает разброс локаций для удаленных от границы источников, и даже выглядит более компактно рис. 1 в, г.

Остаются предметом дальнейших исследований влияние участия в инверсии параметров границы, и возможность снятия времен на приемниках близких к границе.

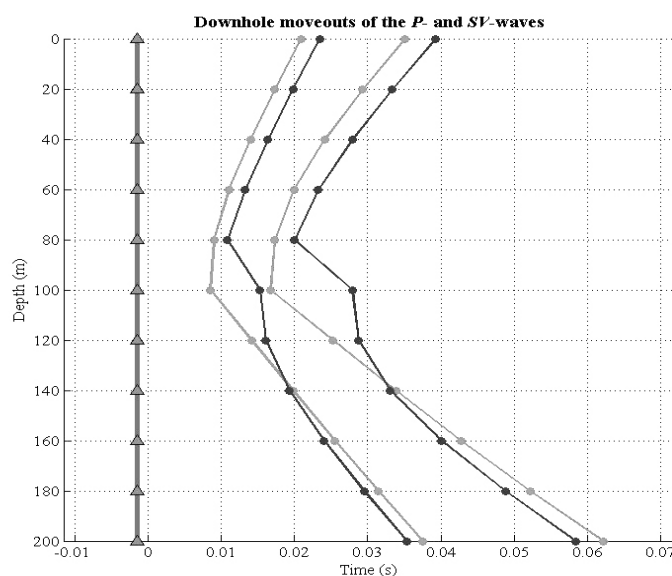


Рис. 2. Годографы для источника вблизи границы (5 м от границы); черным - источник в нижнем слое, серым - источник в верхнем слое

Выводы

В докладе была рассмотрена обратная кинематическая задача локации (определения гипоцентров) микросейсмических событий в анизотропной среде с одновременным уточнением анизотропных параметров модели. Основным выводом данной работы является то, что при наличии границы точность локации не ухудшается в случае, когда расстановка ее пересекает. Но в этом случае нужно провести предварительный анализ годографа прямой Р-волны, для того, чтобы поместить начальное приближение в правильный слой.

Благодарности. Авторы выражают благодарность В. Гречке за предоставленные программы лучевого трассирования в анизотропной среде. Работа проводилась при частичной поддержке в рамках ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» (ГК № 14.740.11.0425 от 04.10.10) и Шведского фонда по международному сотрудничеству в науке и высшем образовании (the work was partly supported by the Swedish Foundation for International Cooperation in Research and Higher Education).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Maxwell, S., J. Rutledge, R. Jones, and M. Fehler, 2010, Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring // *Geophysics*, 75 (5), 75A129–75A137.
2. Thomsen, L., 1986, Weak elastic anisotropy // *Geophysics*, 51, 1954–1966.

3. Eisner, L., Duncan P., 2009, Uncertainties in passive seismic monitoring // TLE, June 2009, 648-655

© С.В. Яскевич, Ф. Андерссон, А.А. Дучков, 2011

УДК 550.834

С.Б. Горшكالев, В.В. Карстен, Е.В. Афонина, П.С. Бекешко
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ АЗИМУТАЛЬНОЙ АНИЗОТРОПИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА ПО ДАННЫМ МНОВОВОЛНОВОГО ВСП ОДНОЙ ИЗ СКВАЖИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В работе представлены результаты поляризационного анализа поперечных и обменных волн, а так же основные этапы и результаты обработки данных мнововолнового ВСП одной из скважин в Западной Сибири. Азимутальная анизотропия, обнаруженная в большом диапазоне глубин, позволяет прогнозировать направление преимущественной вертикальной трещиноватости коллектора, которая совпадает направлением максимальной проницаемости, что является важным фактором при планировании разработки месторождений. Подтверждением наличия анизотропии в разрезе является результат анализа спектров прямой продольной волны с различных ПВ.

S.B. Gorshkalev, W.V. Karsten, E.V. Afonina, P.S. Bekeshko
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)
Acad. Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

THE RESULTS OF STUDYING THE GEOLOGICAL SECTION'S AZIMUTHAL ANISOTROPY FROM THE MULTYWAVE VSP DATA FROM ONE OF THE WELLS IN WESTERN SIBERIA

Results of processing the VSP data from one of the wells in the Western Siberia, which are presented in the paper, allow identifying anisotropy of the geological section. The anisotropy discovered at this oilfield makes it possible to predict primary direction of vertical fractures in the collector. This is important in planning the exploitation of deposits, because the primary direction of fractures controls the direction of maximum collector permeability.

В последнее время наблюдается большой интерес к изучению анизотропии горных пород, экспериментально обнаруженной во многих районах. Использование мнововолновых методов позволяет однозначно определять азимутально-анизотропные интервалы разреза, связанные с направленной трещиноватостью, и, таким образом, прогнозировать направление максимальной проницаемости коллектора. В докладе представлены результаты обработки данных ВСП одной из скважин в Западной Сибири, по которым был проведен поляризационный анализ и были сделаны выводы о параметрах анизотропии разреза и о ее причинах.

На этой скважине при воздействии со всех ПВ регистрируется прямая поперечная волна, обладающая сложной поляризацией и имеющая составляющие вектора смещения на тангенциальной у-компоненте, перпендикулярной лучевой плоскости. Этот факт однозначно свидетельствует об азимутальной анизотропии верхней части разреза на глубинах до 100-150 м. Однако, определение параметров этой анизотропии становится невозможным из-за больших выносов ПВ от устья скважины, и такой анализ не проводился.

В интервале глубин 800-1400 м был проведён поляризационный анализ прямой поперечной волны с ПВ 1, результаты которого приводятся на рис. 1. На глубинах до 1100 м наблюдается устойчивое разделение быстрой S_1 и медленной S_2 поперечных волн, временной сдвиг между которыми закономерно растёт от 6 мс на глубине 800 м до 13 мс на глубине 1100 м. Поляризация волны S_1 имеет азимут 160° . На больших глубинах и поляризация, и временные сдвиги определяются неустойчиво, что связано с уменьшением соотношения сигнал/помеха, усилением влияния интерференции с обменной волной и проявлением нестабильности возбуждения поперечной волны.

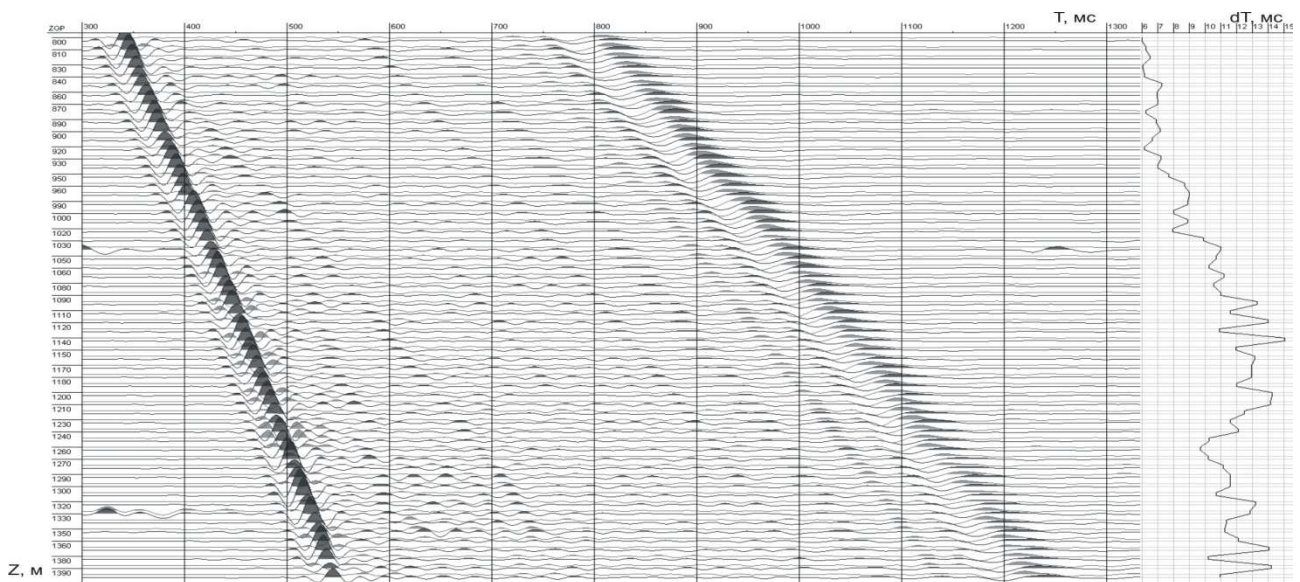


Рис. 1. ПВ 1, S-волны. Результат разделения быстрой и медленной поперечных волн и временной сдвиг между ними

Обменные волны, как нисходящие, так и восходящие, при воздействиях с многих ПВ, также имеют интенсивную Y-компоненту, что свидетельствует об азимутальной анизотропии разреза, вскрытого скважиной. Был проведён поляризационный анализ наиболее интенсивных отражённых и падающих обменных волн, образовавшихся на горизонте I^6 , при воздействии с ПВ 4.

Результаты поляризационного анализа нисходящей обменной волны представлены на рис. 2. Задержка между PS_1 и PS_2 растёт с увеличением глубины от 0 до 6 мс, и вектор смещения быстрой волны также имеет азимут 165° . Для анализа целевого интервала была проведена компенсация влияния анизотропии вышележащей толщи на глубине 2400 м, заключающаяся в выравнивании времён прихода волн PS_1 и PS_2 на этой глубине.

Результаты поляризационного анализа нисходящей обменной волны после компенсации представлены на рис. 3. Задержка между PS_1 и PS_2 растёт в интервале глубин от 2400 до 2700 мс и достигает 2 мс, а вектор смещения быстрой волны также имеет азимут 165° . Полученные результаты показывают, что направление выноса ПВ 4 наиболее сильно отклоняется от плоскостей симметрии азимутально-анизотропной среды, и максимальная разница скоростей поперечных волн должна в этом случае наблюдаться на вертикали.

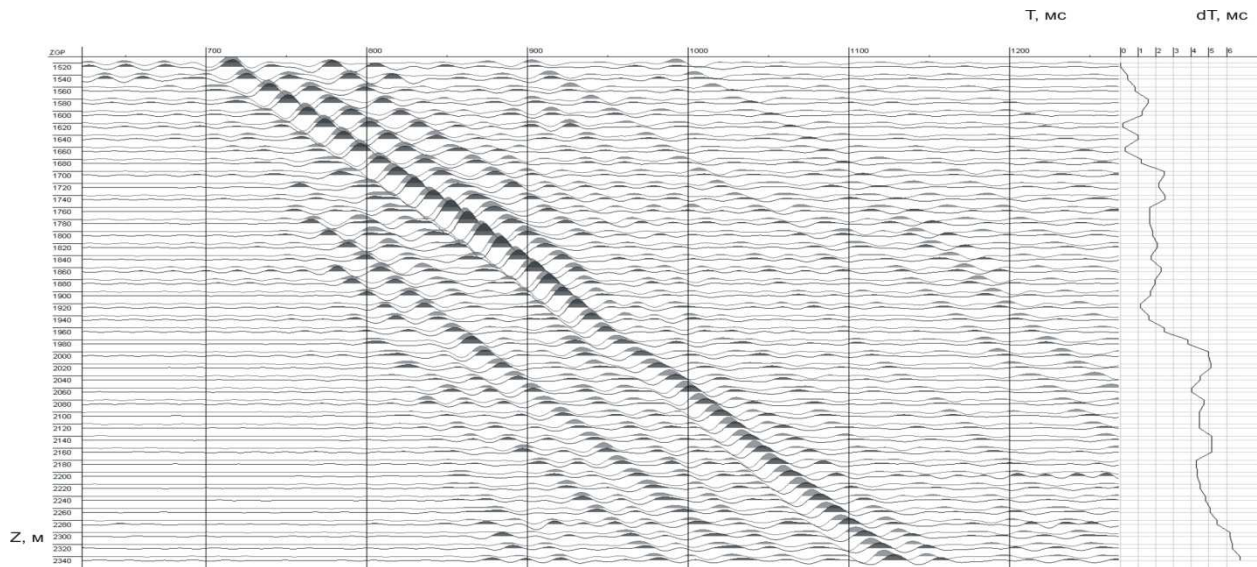


Рис. 2. ПВ 4. Результат разделения быстрой и медленной падающих обменных волн и временной сдвиг между ними

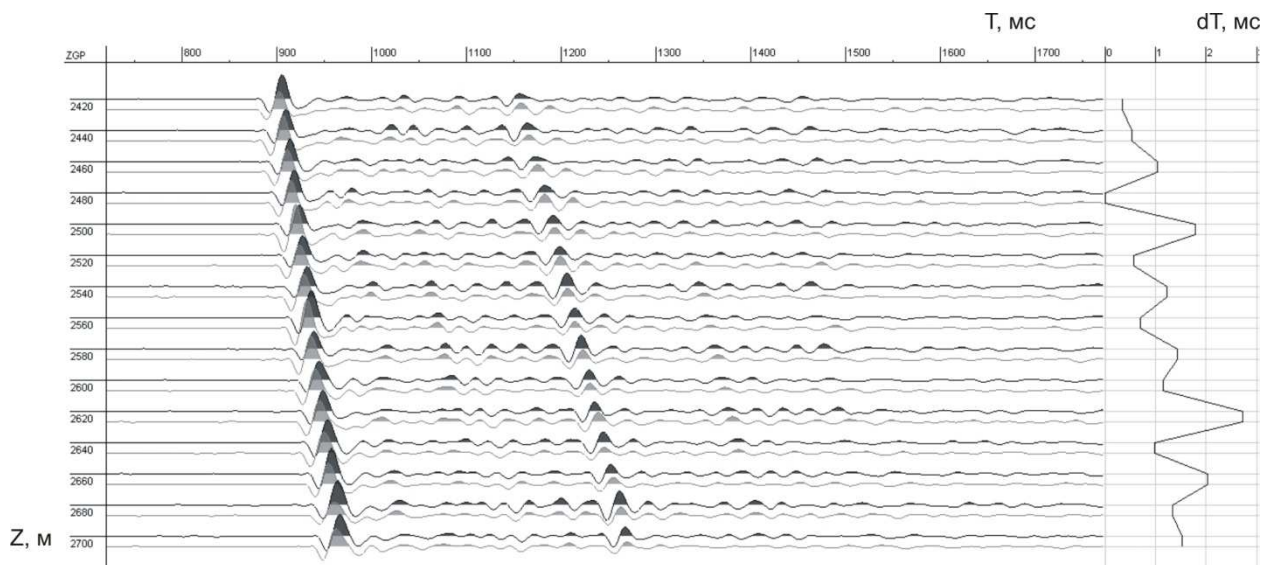


Рис. 3. ПВ 4. Результат разделения быстрой и медленной падающих обменных волн после компенсации анизотропии на глубине 2400 м, и временной сдвиг между ними

Таким образом, результаты поляризационного анализа, проведённого по двум ПВ, показывают, что азимутальная анизотропия обнаруживается в большом диапазоне глубин, причём азимут поляризации быстрой волны остаётся постоянным (рис. 4). Такая анизотропия может быть вызвана наличием

преимущественного направления субвертикальной трещиноватости или ориентации вытянутых зёрен песчаника.

Ориентация зёрен возможна в условиях осадконакопления при наличии течения, либо может быть вызвана переупаковкой зёрен при горизонтальном тектоническом напряжении. Независимо от причины азимутальной анизотропии, направление поляризации быстрой поперечной волны будет совпадать с направлением максимальной проницаемости коллектора.

Следует отметить, что большой вынос ПВ, составляющий 1004 м, приводит к заметному отклонению лучей нисходящих обменных волн от вертикали, и это вызывает уменьшение реальной разности длины пробега обменных волн в соответствующих точках наблюдения по сравнению с разностью их глубин. Кроме того, разность скоростей поперечных волн будет уменьшаться по мере отклонения лучей от вертикали. Таким образом, полученные данные позволяют сделать предположение об уменьшении степени анизотропии с глубиной, но её наличие в интервалах анализа не вызывает сомнений.

Подтверждением наличия анизотропии в интервале 2400-2700 м является результат анализа спектров прямой продольной волны с ПВ 1 и ПВ 2. на рисунке 5 приведены спектры прямой продольной волны с ПВ 1. Заметно существенное падение высокочастотной составляющей спектра при пересечении газовой залежи. В то же время анализ спектров этой волны по данным ПВ 2, вынесенном в ортогональном направлении, показывает существенно меньшее поглощение высоких частот.

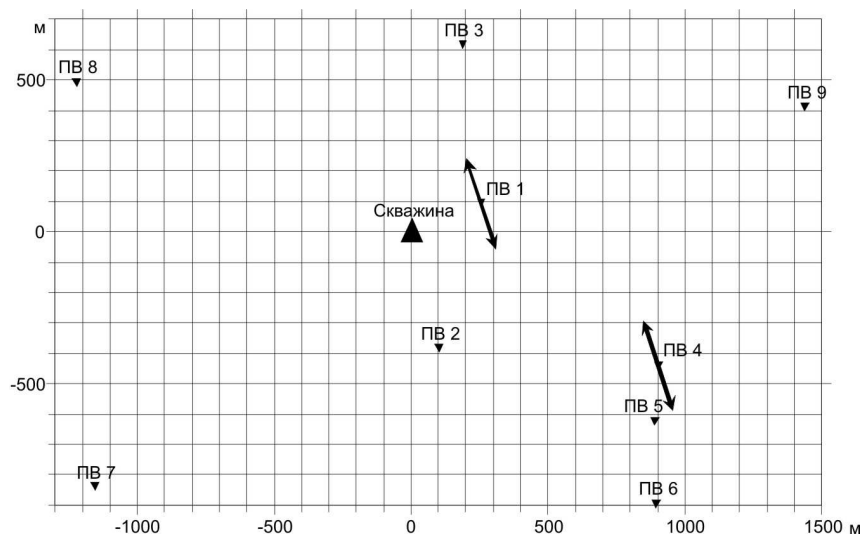


Рис. 4. Направление поляризации быстрой волны, определённое по данным с ПВ 1 и ПВ 4

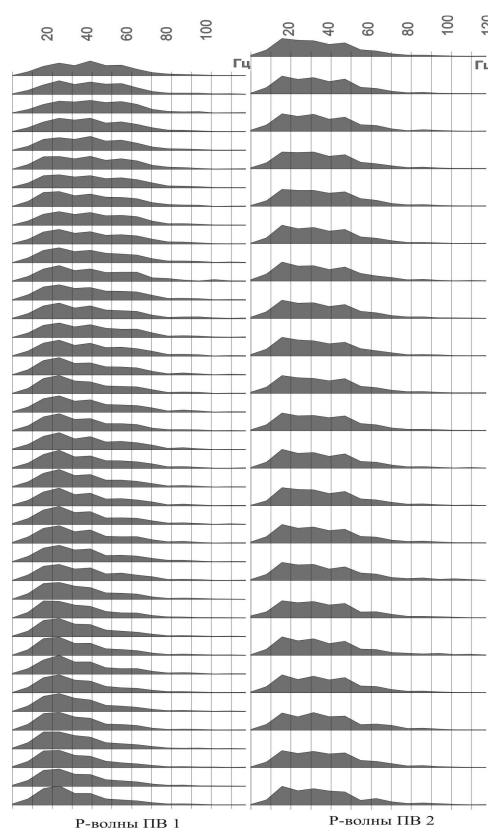


Рис. 5. Сравнение амплитудно-частотных спектров падающей продольной волны на ПВ 1 и ПВ 2

Направление прогнозируемой вертикальной трещиноватости совпадает с азимутом ПВ 2 и перпендикулярен азимуту ПВ 1. Соответственно, вектор смещения продольной волны с ПВ 1 пересекает плоскости трещин, а с ПВ 2 совпадает с этими плоскостями. В таком случае максимальное поглощение должно наблюдаться а азимуте ПВ 1, что и подтверждается результатами обработки.

В работе продемонстрирована эффективность применения комплекса Р и PS-волн, которая заключается в повышении детальности расчленения геологического разреза и позволяет однозначно определять анизотропию разреза. Независимо от причины азимутальной анизотропии, направление поляризации быстрой поперечной волны будет совпадать с направлением максимальной проницаемости коллектора, что является важным фактором при планировании разработки месторождений.

© С.Б. Горшкалев, В.В. Карстен, Е.В. Афолина, П.С. Бекешко, 2011

УДК 550.34

*Л.В. Скопинцева¹, Т.В. Нефедкина², А.М. Айзенберг², М.А. Айзенберг³,
М. Ландро¹*

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

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, пр. акад. Коптюга 3,
Новосибирск 630090, Россия

³Statoil ASA, N-5020 Bergen, Norway

AVO ИНВЕРСИЯ ЗАКРИТИЧЕСКИХ PP ОТРАЖЕНИЙ ОТ КРИВОЛИНЕЙНЫХ ГРАНИЦ

Традиционная AVO-инверсия широко использует линеаризованные плоско-волновые коэффициенты отражения (ПВКО). Их применение ограничено плоскими границами, слабыми контрастами параметров и умеренными углами падения. Известно также, что ПВКО нечувствительны к кривизне границ и непригодны на околокритических удалениях, где образуется головная волна, а также в закритической области, где отраженная и головная волны интерферируют. Чтобы избежать этих несоответствий, мы используем эффективные коэффициенты отражения (ЭКО), которые обобщают ПВКО для криволинейных границ, неплоских волн и сейсмических частот. Основываясь на наших предыдущих результатах для плоских границ, мы обобщаем улучшенный подход к AVO-инверсии на случай криволинейных границ. На примере синтетических данных мы показываем, что полученное нами теоретическое описание действительного отражения от криволинейной границы полностью применимо в AVO-инверсии.

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

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

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

³Statoil ASA, N-5020 Bergen, Norway

AVO INVERSION FOR POST-CRITICAL PP REFLECTIONS FROM CURVED INTERFACES

Conventional AVO-inversion workflow exploits linearized plane-wave reflection coefficients (PWRCs). Its application is limited to relatively plane interfaces, weak parameter contrasts and moderate incidence angles. It is also known that the PWRC is insensitive to the interface curvatures and breaks down at the near-critical offsets, where the head wave is generated, as well as at the post-critical offsets, where the reflected and head waves interfere. To avoid these inconsistencies, we exploit

effective reflection coefficients (ERCs) that generalize PWRCs for curved interfaces, nonplane waves and seismic frequencies. Based on our previous results for plane interfaces, we generalize the improved approach to AVO inversion for the curved interfaces. Using a synthetic data example, we show that the theoretical description of the actual reflection from a curved interface is directly applicable in AVO inversion.

Введение. В процедурах AVO инверсии очень важно найти истинное теоретическое описание явления отражения (AVO функция), которое близко соответствовало бы реальным амплитудам AVO отклика. Традиционные AVO технологии используют плоско-волновые коэффициенты отражения (ПВКО) в предположении, что волны, генерируемые точечными источниками, отражаются как плоские волны и отражение от криволинейной границы происходит так же, как от плоской границы. Однако, частоты, используемые в сейсмике, порождают значительную зону Френеля, окружающую точку отражения. Зона Френеля влияет на амплитуды отражения, в частности, на околокритических и закритических удалениях, где отражённая и головная волны интерферируют. Кроме того, криволинейные отражатели генерируют сложные волновые фронты отраженной и головной волн. Интерференция двух волновых фронтов в приёмниках оказывает сильное влияние на описание AVO функции. К сожалению, ПВКО не способны охватить такие эффекты, в результате чего ухудшаются результаты AVO инверсии. В [3] мы представили новый подход к AVO инверсии отражений от плоских границ на больших удалениях от источника в сейсмической полосе частот, используя эффективные коэффициенты отражения (ЭКО). В этой работе мы обобщаем новый подход для криволинейных границ и показываем, что теоретическая AVO функция имеет значительно более сложный вид в случае криволинейной границы.

Однократное отражение от криволинейной границы. В сейсмической полосе частот отражённая Р-волна может быть приближённо описана в форме похожей на геометрическую сейсмику [2]:

$$\mathbf{u}_{PP}(x, \omega) \cong \chi_{PP}[\theta, k r^*(x)] i \frac{S(\omega)}{V_{P1}} \frac{\mathbf{e}_{PP}(\tilde{s})}{\sqrt{J_{PP}(x)}} e^{i k [l_1(\tilde{s}) + l_2(\tilde{s}, x)]},$$

где $\sqrt{J_{PP}(x)}$ - геометрическое расхождение, $k = \omega/V_{P1}$ и V_{P1} - волновое число и скорость продольной волны, $S(\omega)$ - спектр волнового импульса, $\mathbf{e}_{PP}(\tilde{s})$ - вектор поляризации отражённой Р-волны, $l_1(\tilde{s})$ и $l_2(\tilde{s}, x)$ - расстояния от источника до точки отражения и от точки отражения до приёмника, соответственно.

Эффективный коэффициент отражения Р-волны (ЭКО) $\chi_{PP}[\theta, k r^*(x)]$ в приёмнике x похож на ЭКО Р-волны $\chi_{PP}[\theta, k r^*(\tilde{s})]$ на границе, выведенный в [1]. Оба ЭКО зависят от угла падения (отражения) θ и безразмерного параметра $k r^*$. Отличие состоит в определении параметра $r^*(x)$ и $r^*(\tilde{s})$ в

приемнике и точке отражения, соответственно. Мы используем определение параметра $r^*(\tilde{s})$ [1] и свойство непрерывности кривизны волнового фронта на границе, при выводе аппроксимации для параметра $r^*(x)$ в приёмнике:

$$r^*(x) = \frac{1 + \cos^2 \theta}{\cos^2 \theta [K_{11}^*(x) - \delta K_{11}(x)] + K_{22}^*(x)},$$

где $K_{11}^*(x)$ и $K_{22}^*(x)$ являются кажущимися кривизнами волнового фронта отражённой Р-волны в лучевой плоскости и перпендикулярной к ней, соответственно. Они зависят от кривизны границы в лучевой плоскости D_{11} , перпендикулярной плоскости D_{22} и смешанной кривизны D_{12} . Компенсирующая кривизна фронта $\delta K_{11}(x) = [l_2(\tilde{s}, x) + (-D_{11}/\cos \theta)^{-1}]^{-1}$ приближённо описывает локальное отклонение волнового фронта головной РР волны от конической формы в плоскости падения. Величины $\frac{1}{r^*(x)}$ и $\frac{1}{r^*(\tilde{s})}$ могут быть интерпретированы как кривизны волнового фронта кажущейся сферической отражённой волны в приёмнике и в точке отражения, а параметры $r^*(x)$ и $r^*(\tilde{s})$ - как кажущиеся радиусы этих кривизн. Заметим, что $r^*(x)$ стремится к $r^*(\tilde{s})$, когда $l_2(\tilde{s}, x) \rightarrow 0$, и $r^*(x)$ редуцируется к $l_2(\tilde{s}, x) + l_1(\tilde{s})$, когда реальная криволинейная граница заменяется касательной к ней плоской границей, для которой $D_{11} = D_{22} = D_{12} = 0$.

Синтетическая отражённая Р-волна. Для моделирования мы используем 3D РР синтетическое волновое поле, отражённое от антиклинальной границы, имеющей гауссову форму и разделяющей два изотропных полупространства (рис. 1). Граница представлена формулой $z = B + A \exp(-C x^2 - D y^2)$, где $B = 0.7$ km, $A = -0.2$ km, $C = D = 1$ km⁻².

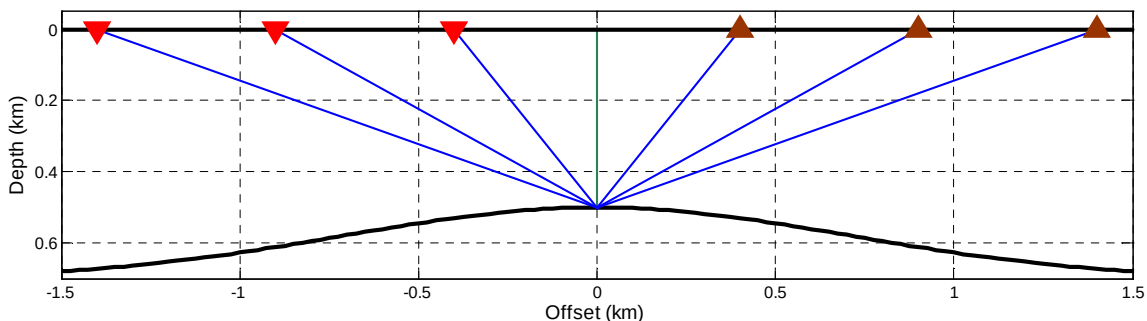


Рис. 1. Модель среды и система наблюдений

Верхнее полупространство описывается скоростями $V_{P1} = 2000$ m/s, $V_{S1} = 1100$ m/s и плотностью $\rho_1 = 1800$ kg/m³; в нижнем полупространстве скорости равны $V_{P2} = 2800$ m/s, $V_{S2} = 1600$ m/s и плотность $\rho_2 = 2100$ kg/m³.

Мы рассматриваем сейсмограмму ОГТ для точки, находящейся на вершине антиклинальной отражающей границы. Источники и приёмники размещены вдоль линии, для которой $z = 0$ и $y = 0$. Шаг между источниками/приемниками 25 m. Расстояние источник-приёмник изменяется от 0 до 2.75 km и покрывает докритические, околокритические и закритические удаления. Для рассматриваемой точки ОГТ кривизны $D_{11} = D_{22} = -0.4 \text{ km}^{-1}$, $D_{12} = 0$. Кажущиеся кривизны волнового фронта равны

$$K_{11}^*(x) = \left[l_2(\tilde{s}, x) + (1/l_1(\tilde{s}) - 2 D_{11} / \cos \theta)^{-1} \right]^{-1} \quad \text{и}$$

$$K_{22}^*(x) = \left[l_2(\tilde{s}, x) + (1/l_1(\tilde{s}) - D_{22} \cos \theta)^{-1} \right]^{-1}.$$

Волновой импульс падающей Р-волны имеет симметричный спектр с колокольной огибающей, частотами от $f_{\min} = 3 \text{ Hz}$ до $f_{\max} = 62 \text{ Hz}$ и доминантной частотой $f_d = 38 \text{ Hz}$. Синтетические сейсмограммы Х- и Z-компонент отражённой Р-волны были рассчитаны методом наложения краевых волн [1, 2].

AVO отклик и AVO функция. Чтобы исключить эффект расхождения волнового фронта волны, генерируемой точечным источником, модельные данные должны быть откорректированы за геометрическое расхождение. Для антиклинальной границы геометрическое расхождение значительно больше,

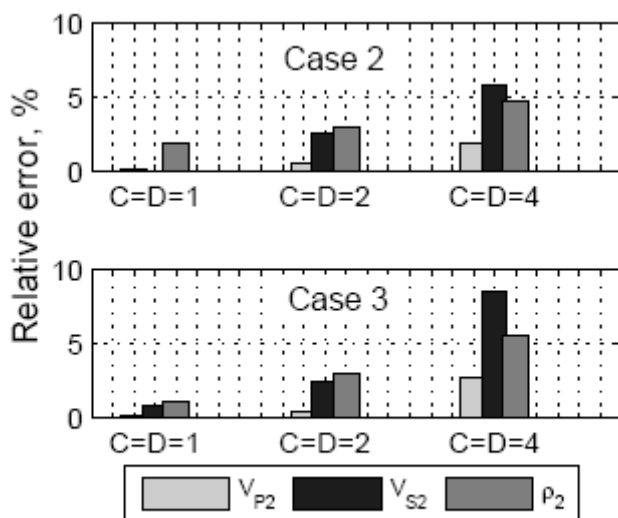


Рис. 2. Результаты инверсии для изометрической антиклинали с различными кривизнами (C и D – параметры крутизны). Верхний фрагмент (Case 2) – кривизна границы учтена только в геометрическом расхождении, нижний фрагмент (Case 3) – кривизна границы учтена в геометрическом расхождении и в AVO функции

чем для плоской границы и зависит от кривизны. Мы извлекаем одночастотный AVO отклик для фиксированной частоты 32 Hz и широкополосный AVO отклик, содержащий все частоты, из синтетических данных, применяя технику, предложенную в [3].

При расчёте AVO функций, описывающих AVO отклики, мы используем кажущийся радиус волнового фронта $r^*(x)$. На докритических удалениях и в области околокритического амплитудного максимума AVO отклики и AVO функции практически совпадают друг с другом. Однако на больших удалениях наблюдаются расхождения между теоретическими и синтетическими данными по

причине грубой аппроксимации параметра $r^*(x)$.

Результаты AVO-инверсии. Нелинейная AVO-инверсия проведена с использованием оптимизационного метода Нелдера-Мида для полного диапазона удалений. Предполагалось, что параметры верхнего слоя известны, определялись параметры нижнего слоя. Инверсия выполнена для двух сценариев. В первом сценарии (Case 2) кривизна границы учитывается только в геометрическом расхождении, тогда как при построении AVO функции она игнорируется; во втором сценарии (Case 3) кривизна границы учтена как в геометрическом расхождении, так в AVO функции. Результаты представлены на рис. 2. Мы видим, что с увеличением кривизны границы точность инверсии уменьшается. Однако для слабо ($C = D = 1$) и умеренно ($C = D = 2$) криволинейных границ погрешности определения параметров не превышают 2,5%.

Заключение. Синтетическое моделирование показало, что кривизна границы существенно влияет на AVO отклик, что требует ее учета при инверсии данных. Мы предлагаем способ учета кривизны границы с помощью использования ЭКО в AVO инверсии, где параметр $r^*(x)$ является ключевым параметром. Однако результаты AVO инверсии показали, что полученная нами грубая аппроксимация параметра $r^*(x)$ дает удовлетворительные результаты инверсии лишь для слабокриволинейных границ. Учет более сильных кривизн границы требует более точных аппроксимаций параметра $r^*(x)$ при вычислении AVO функции.

Благодарности

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

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ayzenberg, M.A., Aizenberg, A.M., Helle, H.B., Klem-Musatov, K.D., Pajchel, J. and Ursin, B. [2007] Three-dimensional diffraction modeling of singly scattered acoustic wavefields based on the combination of surface integral propagators and transmission operators. *Geophysics*, 72, SM19-SM34.
2. Ayzenberg, M., Tsvankin, I., Aizenberg, A.M. and Ursin, B. [2009] Effective reflection coefficients for curved interfaces in transversally isotropic media. *Geophysics*, 74, WB33-WB53.
3. Skopintseva, L.V., Ayzenberg, M.A., Landrø M., Nefedkina, T.V. and Aizenberg, A.M. [2009] Testing the Performance of AVO Inversion Based on Effective Reflection Coefficients on Long-offset Synthetic PP Data, 71th EAGE Conference & Exhibition, Extended Abstracts, S022. Режим доступа: <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=23967>

УДК 550.834

Г.А. Дугаров

ИНГГ, Новосибирск

АНАЛИЗ АНИЗОТРОПИИ СКОРОСТЕЙ И ПОГЛОЩЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН В СРЕДАХ С ОДНОЙ СИСТЕМОЙ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ТРЕЩИН

Представлены результаты расчетов анизотропии скоростей и поглощения в трансверсально-изотропной поглощающей среде, длинноволновом эквиваленте изотропной среды, содержащей одну систему параллельных трещин. Проведен анализ зависимостей скоростей и поглощения от направления распространения для моделей с различными сочетаниями параметров трещин. Полученная информация предназначена для планирования полевых работ и обработки данных по скоростям и поглощению при поиске трещиноватых коллекторов.

G.A. Dugarov

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

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

ANALYSIS OF SEISMIC-WAVE VELOCITY AND ATTENUATION ANISOTROPY IN MEDIA WITH ONE SYSTEM OF PARALLEL FRACTURES

Presented are the computation results on velocity and attenuation anisotropy in a transversely isotropic attenuative medium, longwave equivalent of an isotropic medium with one system of parallel fractures. Velocities and attenuation versus propagation direction are analyzed for models with various combinations of fracture parameters. Extracted information is designed for planning field works and processing data on velocities and attenuation in searching for fractured reservoirs.

Введение. Трещины в горных породах часто бывают ориентированными, вследствие чего порода оказывается анизотропной. Анизотропия строения ведет к анизотропии физических свойств, в первую очередь, к анизотропии скоростей распространения сейсмических волн и поглощения, что может быть использовано для поиска трещиноватых коллекторов.

Одна система параллельных трещин в изотропной среде описывается эффективной моделью трансверсально-изотропной среды (TI) с осью симметрии бесконечного порядка, нормальной плоскостям трещин. Переход от реальной трещиноватой среды к ее эффективной модели был выполнен К.Д. Клем-Мусатовым [1, 2] и М. Шонбергом [3, 4]. Их модель построена на основе граничных условий нежесткого контакта, а, именно, линейного проскальзывания (Linear Slip, т.е. LS), на границах между тонкими одинаковыми слоями, разделенными плоскостями трещин. Модель $LSTI$

справедлива для описания распространения упругих волн, длины которых λ намного больше мощностей тонких слоев Δh и промежутков между ними δh : $\lambda \gg \Delta h \gg \delta h$. Обобщение модели $LSTI$ на поглощающие среды ($LSTI \rightarrow L\tilde{S}\tilde{T}\tilde{I}$) выполнено и обосновано в работах [5–10].

Теория. В случае среды $L\tilde{S}\tilde{T}\tilde{I}$ в волновое уравнение входит комплексный тензор модулей упругости – поглощения [9]:

$$\tilde{c}_{ijkl} \frac{\partial^2 u_k}{\partial x_j \partial x_l} = \rho \frac{\partial^2 u_i}{\partial t^2},$$

$$\tilde{C} = \begin{bmatrix} M(1-\xi^2 \tilde{\Delta}_N) & \lambda(1-\tilde{\Delta}_N) & \lambda(1-\tilde{\Delta}_N) & 0 & 0 & 0 \\ \lambda(1-\tilde{\Delta}_N) & M(1-\xi^2 \tilde{\Delta}_N) & \lambda(1-\tilde{\Delta}_N) & 0 & 0 & 0 \\ \lambda(1-\tilde{\Delta}_N) & \lambda(1-\tilde{\Delta}_N) & M(1-\tilde{\Delta}_N) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu(1-\tilde{\Delta}_T) & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu(1-\tilde{\Delta}_T) & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu \end{bmatrix},$$

где λ, μ – параметры Ламе среды без трещин, $M = \lambda + 2\mu$, $\xi = \lambda/M$; $\tilde{\Delta}_N, \tilde{\Delta}_T$ – комплекснозначные нормальная (N) и касательная (T) ослабленности, задающие параметры трещин: $\tilde{\Delta}_N = \Delta_N + i\Delta_N^I$, $\tilde{\Delta}_T = \Delta_T + i\Delta_T^I$.

Фазовые скорости и поглощение плоских волн: квазипродольной (P), квазипоперечной SV и поперечной SH – выражаются через собственные числа $\rho \tilde{V}_m^2$ ($m = P, SV, SH$) тензора Кристоффеля $\tilde{C}_{ijkl} n_j n_l \rho^{-1}$ следующим образом:

$$V_m = \frac{|\tilde{V}_m|^2}{\text{Re} \tilde{V}_m}, \quad Q_m^{-1} = \frac{\text{Im}(\tilde{V}_m^2)}{\text{Re}(\tilde{V}_m^2)} \quad (m = P, SV, SH).$$

Численное моделирование. Для исследования зависимостей скоростей и поглощения волн P, SV, SH от направления распространения $n = (\sin \alpha, 0, \cos \alpha)$, где α – угол между волновой нормалью n и осью симметрии среды z , была выполнена серия расчетов для сред с различными значениями параметра $\gamma = V_{iso,S}/V_{iso,P}$, отношения скоростей V_S/V_P в среде без трещин, и параметров трещин: $\Delta_N, \Delta_T, \Delta_N^I, \Delta_T^I$. Последние задавались из интервалов их возможных изменений $0 < \Delta_N^I < \Delta_N < 1$, $0 < \Delta_T^I < \Delta_T < 1$ и с учетом имеющихся данных экспериментов [7–9]. Результаты вычислений в виде графиков $V(\alpha), Q^{-1}(\alpha)$ приведены на рис. 1.

Анализ графиков на рис. 1 позволяет сделать следующие выводы об анизотропии скоростей и поглощения в средах с различной степенью трещиноватости и различными соотношениями между параметрами трещин.

Анизотропия скоростей. В изотропной среде без трещин скорость P-волны $V_{iso,P} = 4 \text{ км с}^{-1}$. Отклонения скорости $V_P(\alpha)$ от этого значения наибольшие для

направлений, близких к нормали к плоскостям трещин ($0 \leq \alpha < 45^\circ$), и наименьшие – в плоскостях трещин ($\alpha = 90^\circ$). Скорости $V_P(\alpha)$ растут с увеличением угла α и тем быстрее, чем больше значение Δ_N . Графики $V_P(\alpha)$ имеют особенность – минимум в интервале углов $0 < \alpha < 45^\circ$ в случае, если $\Delta_T > \Delta_N$. Если $\Delta_T \gg \Delta_N$, минимум становится глубоким.

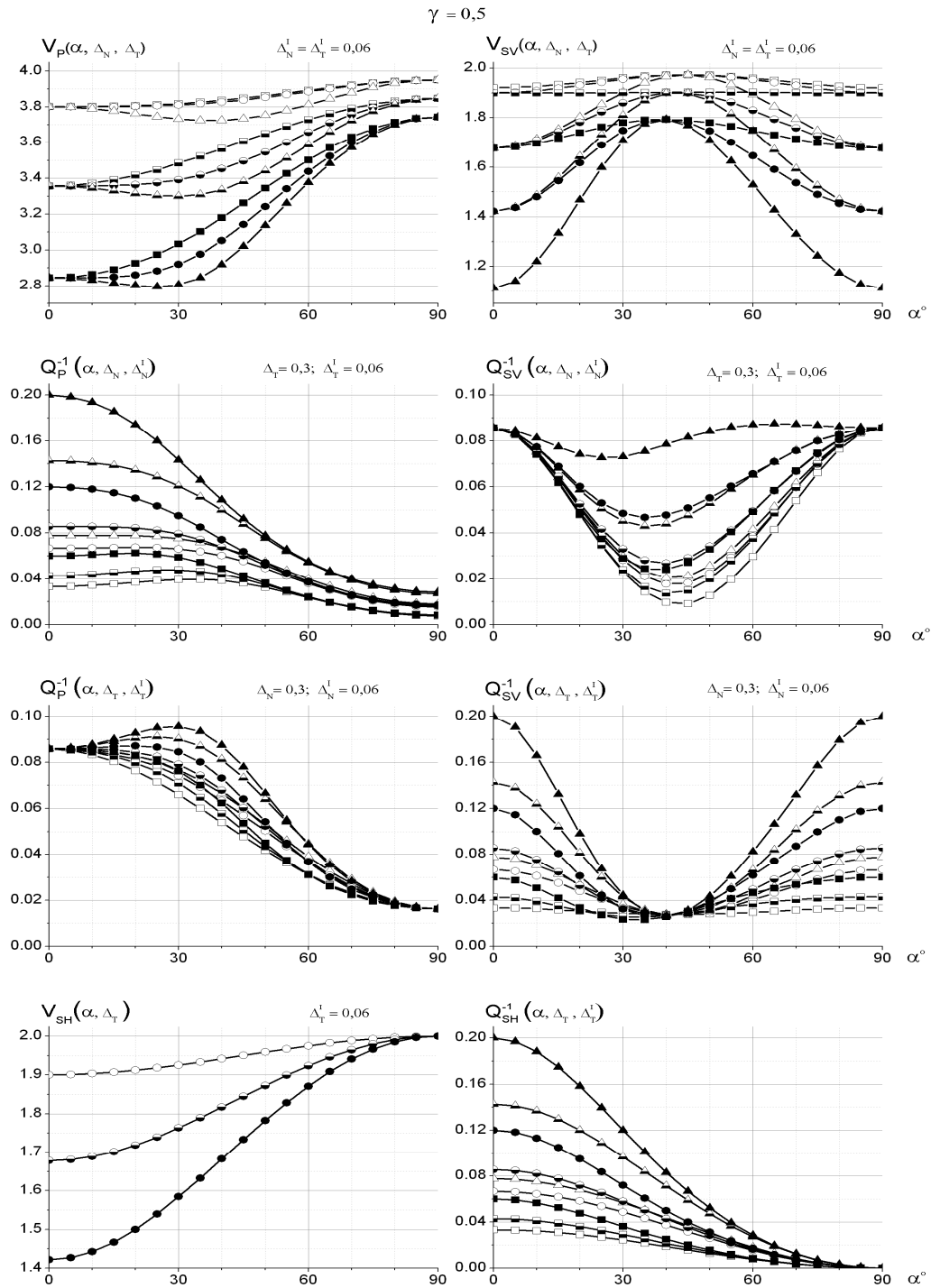


Рис. 1. Скорости $V(\alpha)$ и поглощение $Q^{-1}(\alpha)$ волн P, SV, SH для различных параметров среды $LSTI$. Обозначения. V : $\square \circ \Delta$ $\Delta_N = 0.1, \Delta_T = 0.08, 0.1, 0.3$ б;

$\Delta_N = 0.3, \Delta_T = 0.1, 0.3, 0.5$ б-ч; $\Delta_N = 0.5, \Delta_T = 0.3, 0.5, 0.7$ ч. Q^{-1} : $\square \circ \Delta$
 $\Delta_{N(T)} = 0.1, \Delta_{N(T)}^I = 0.03, 0.06, 0.07$ б; $\Delta_{N(T)} = 0.3, \Delta_{N(T)}^I = 0.03, 0.06, 0.1$ б-ч;
 $\Delta_{N(T)} = 0.5, \Delta_{N(T)}^I = 0.03, 0.06, 0.1$ ч, где б – белые символы, б-ч – бело-черные,
ч – черные

Скорость S-волны в изотропной среде без трещин $V_{iso,S} = 2 \text{ км с}^{-1}$. Для скоростей $V_{SV}(\alpha)$ наибольшие отклонения от этого значения – при $\alpha = 0^\circ, 90^\circ$ и наименьшие – при углах, близких к 45° . Графики $V_{SV}(\alpha)$, как и графики $V_P(\alpha)$, могут иметь особенность – минимум вместо максимума при $\alpha \approx 45^\circ$; согласно расчетам, эта особенность хорошо видна для среды с $\gamma = 0.6$, а при $\gamma = 0.5$ минимум настолько мал, что график $V_{SV}(\alpha)$ на рис. 1 выглядит как прямая линия.

Зависимости $V_{SH}(\alpha)$ похожи на зависимости $V_P(\alpha)$, но минимума в случае волн SH быть не может.

Анизотропия поглощения. На графиках $Q^{-1}(\alpha)$ представлена анизотропная составляющая поглощения, которая изменяется от нулевых значений до максимальных: 0.2 или близких к 0.1. Заметим, что $Q^{-1}(\alpha) = 0$ для SH-волны на направлении $\alpha = 90^\circ$, т.е. в плоскости трещин. (В матрице модулей упругости – поглощения $\tilde{C}$ константа $c_{66} = \mu$ – действительное число.) Для поглощения зависимости $Q^{-1}(\alpha)$ противоположны зависимостям для скоростей $V(\alpha)$. Вид графиков поглощения $Q^{-1}(\alpha)$ для волн P и SV варьирует в широких пределах и сильно зависит от значений параметров трещин, а для P- и SV-волн также и от параметра γ . Главная особенность анизотропии поглощения состоит в том, что она на порядок больше анизотропии скоростей. С этим связаны перспективы ее использования, совместно с анизотропией скоростей, для поиска углеводородов в трещинных коллекторах.

Выводы. Проведенные расчеты и анализ полученных данных являются основой для планирования оптимальных систем наблюдений в методах ВСП, отраженных волн и межскважинного просвечивания и для построения работоспособных алгоритмов оценки параметров трещин при поисках углеводородов в породах с ориентированной трещиноватостью.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Клем-Мусатов К.Д., Оболенцева И.Р., Айзенберг А.М. Расчет полей упругих волн для одной модели анизотропной среды [Текст] // Динамические характеристики сейсмических волн. - Новосибирск, Наука. - 1973. - С. 73–98.
2. Айзенберг А.М., Клем-Мусатов К.Д., Ланда Е.И. Модель анизотропной сейсмической среды [Текст] // Сейсмические волны в сложнопостроенных средах. - Новосибирск, Наука. - 1974. - С. 64–110.

3. Schoenberg M. Elastic wave behavior across linear slip interfaces [Text] // Journal of Acoustical Society of America. - 1980. - v. 68. - p. 1516–1521. - Англ.
4. Schoenberg M. Reflection of elastic waves from periodically stratified media with interfacial slip [Text] // Geophysical Prospecting. - 1983. - V. 31. - P. 265–292. - Англ.
5. Чичина Т.И., Сабинин В.И., Ронкийо-Харийо Х., Оболенцева И.Р. Метод QVOA для поиска трещиноватых коллекторов [Текст] // Геология и геофизика. – 2006. - Т. 47, № 2. - С. 265–283.
6. Chichinina T., Sabinin V., Ronquillo-Jarillo G. QVOA analysis: P-wave attenuation anisotropy for fracture characterization [Text] // Geophysics. – 2006. - V. 71. - P. C37–C48. - Англ.
7. Chichinina T.I., Obolentseva I.R., Ronquillo-Jarillo G., Sabinin V.I., Gik L.D., Bobrov B.A. Attenuation anisotropy of P- and S-waves: Theory and laboratory experiment [Text] // Journal of Seismic Exploration. - 2007. - V. 16. - P. 235–264. - Англ.
8. Chichinina T.I., Obolentseva I.R., Ronquillo-Jarillo G. Anisotropy of seismic attenuation in fractured media: theory and ultrasonic experiment [Text] // Transport in Porous Media. - 2009. - v. 79, issue 1. - P. 1–14. - Англ.
9. Chichinina T., Obolentseva I., Gik L., Bobrov B., Ronquillo-Jarillo G. Attenuation anisotropy in the linear-slip model: Interpretation of physical modeling data [Text] // Geophysics. – 2009. - v. 74, no. 5. - P. WB165–WB176. - Англ.
10. Chichinina T., Obolentseva I., Ronquillo-Jarillo G. Generalization of Schoenberg's linear-slip model to attenuative media: physical modeling versus theory [Text] // Expanded Abstracts of the 79th SEG Annual International Meeting. – 2009. - P. 3451–3457. - Англ.

РЕЛАКСАЦИОННЫЕ ПИКИ ЗАТУХАНИЯ Р- И S- ВОЛН В СУХИХ И ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОДАХ ПРИ ГИДРОСТАТИЧЕСКОМ ДАВЛЕНИИ

Проведено изучение релаксационных спектров затухания (РСЗ) Р- и S- волн в сухих и полно водонасыщенных породах при гидростатическом давлении 24 МПа и комнатной температуре. Эксперименты выполнены на образцах песчаника с распространением импульсного сигнала постоянной амплитуды и преобладающей частотой (0,4 – 0, 6) МГц. Затухание (инверсная добротность) продольных и поперечных волн нелинейно изменяется с частотой. РСЗ Р- волны в сухом и водном состояниях преимущественно представлен монотонной кривой с зависимостью $Q_p^{-1} \sim f$ или $1/f$, но в сухом песчанике возможен также релаксационный пик. РСЗ S- волны в сухом и водонасыщенном песчанике имеют вид релаксационных пиков. Обнаружено смещение частоты релаксационного пика при смене сухого на водонасыщенное состояние. Такое поведение затухания с частотой может быть объяснено совместным действием вязкоупругого и микропластического механизмов. Эти результаты могут быть использованы для улучшения методов геологической интерпретации акустических и сейсмических данных.

N.A. Golikov, E.I. Mashinskii, D.A. Mednykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG SB RAS)
prosp. akad. Koptyuga b.3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

RELAXATION ATTENUATION PEAKS FOR P- AND S- WAVES IN DRY AND WATER-SATURATED ROCKS AT HYDROSTATIC PRESSURE

Relaxation spectra of P, S- wave attenuation (RSA) in the dry and water-saturated sandstones under confining pressure of 24 MPa are studied. The experiments on the rock samples during pulse propagation in the (0.4 – 0. 6) MHz range on the unvariable amplitude are performed. P- and S- wave attenuation depends nonlinearly on frequency. P- wave RSA in the dry and saturated sandstones is presented in the form of the monotonic curve where $Q_p^{-1} \sim f$ or $1/f$, relaxation peak is possible in dry condition. S- wave RSA in the dry and saturated sandstones are presented in the form of the relaxation peaks. The displacement in the frequency of the relaxation peak during transition from dry to the water-saturated is detected. The unusual behavior of attenuation with frequency can be explained by feature of the joint action of viscoelastic and microplastic mechanisms. These results can be used for improving methods of geological interpretation of acoustic and seismic data.

Введение

Изучение релаксационных спектров затухания (частотной зависимости затухания) продольных и поперечных волн является одним из перспективных направлений совершенствования физических основ сейсмоки. Ожидается, что использование этих упруго-неупругих параметров позволит повысить геологическую эффективность акустических и сейсмических методов для решения задач прогнозирования геологического разреза.

Современные теории метода прогнозирования коллекторов базируются на акусто-петрофизическом моделировании, в основе которого лежит «модель физики горных пород». (Rock Physics Model) [Dvorkin J. and Nur A., 1993; Dvorkin et al. 1999]. Распространяющаяся в частично или полнонасыщенной породе волна вызывает колебательное течение порового флюида относительно скелета породы. Вязкие потери в результате этого течения и колебаний порового давления являются ответственными за затухание энергии сейсмической волны и изменение величины упругого модуля в зависимости от частоты колебания в волне (частотная дисперсия) [Mavko and Dvorkin, 2005].

Частотная дисперсия упругого модуля и декремента затухания (или инверсной добротности) может указывать на величину и степень насыщения породы. Дефект модуля определяется величинами низкочастотного (релаксированного) и высокочастотного (нерелаксированного) модулей. Считается, что различие между «пустой» и насыщенной породой определяется различием между релаксированным и нерелаксированным модулем. Дисперсия упругого модуля связана с поглощением через соотношение Крамерса-Кронига. Характер релаксационного спектра затухания и дисперсия упругого модуля определяют выбранной вязкоупругой моделью. Наиболее применяемой в настоящее время моделью является модель стандартного линейного тела. В этой модели затухание определяется как [Dvorkin et al., 2003]:

$$Q^{-1}(\omega) = \Delta \frac{\omega \tau_r}{1 + (\omega \tau_r)^2}, \quad (1)$$

где ω - круговая частота, $\tau_r = 1 / 2\pi f_{пик}$ - релаксационное время, Δ - релаксационная сила, зависящая от упругих модулей в низкочастотном и высокочастотном приближении. Релаксационная сила определяет дефект упругого модуля:

$$\Delta_p = \frac{M_u - M_r}{\sqrt{M_r M_u}}, \quad \Delta_s = \frac{G_u - G_r}{\sqrt{G_r G_u}}, \quad (2)$$

где M_r, G_r и M_u, G_u - релаксированный и нерелаксированный упругие модули продольной и поперечной волны, соответственно.

Формула (1) в общем случае описывает классический дебаевский пик. Когда частота распространяющегося сигнала совпадает с частотой релаксационного пика (так называемой критической частотой), определяемая временем релаксации, мы получаем максимальное затухание в пике:

$$Q_{p-\max}^{-1} = \frac{M_u - M_r}{\sqrt{M_r M_u}}, \quad Q_{s-\max}^{-1} = \frac{G_u - G_r}{2\sqrt{G_r G_u}}. \quad (3)$$

Теоретическая оценка затухания в смоченной породе показывает независимость затухания S волны от порового флюида [Mavko et al., 1998]. Предполагается также, что низкочастотный модуль сжатия представляет модуль сухой породы, а высокочастотный модуль определяет модуль насыщенного породе. Различие между этими модулями может дать заметный рост затухания продольной волны при условии, что неоднородность породе является существенной.

Лабораторные измерения на ультразвуковых частотах с малыми образцами и низких акустических частотах резонансным методом на больших образцах показали, что затухание S волны Q_s^{-1} слабо зависит от водного насыщения и является приблизительно тем же самым как затухание продольной волны: $Q_p^{-1} \approx Q_s^{-1}$ [Klimentos, 1995; Sun et al., 2000].

Дальнейшее изучение релаксационных спектров затухания показало новые возможности этого параметра. Были обнаружены такие эффекты как сдвиг релаксационных спектров затухания продольных и поперечных волн по осям частот и инверсной добротности, изменение ширины релаксационных пиков при изменении интенсивности излучаемого сигнала [Mashinskii, 2006; 2008, Машинский, 2009].

На основе этих и других эффектов могут быть созданы новые диагностические методы для решения прикладных задач акустического каротажа, сейсмической разведки и других [Dvorkin et al., 2003; Mavko and Dvorkin, 2005]. Здесь представлены результаты экспериментов по изучению релаксационных спектров затухания импульсного сигнала в различных песчаниках, находящихся в сухом и водонасыщенном состоянии в условиях гидростатического давления 24 МПа при комнатной температуре. Это исследование представляет большой интерес для понимания физики дисперсионных механизмов в горных породах.

Техника и методика экспериментов

Исследования акустических характеристик проводилась на установке ССО-60-90, позволяющей моделировать условия, близкие к условиям естественного залегания горных пород, рис. 1. Основу установки составляет камера высокого давления, внутри которой находится резиновая манжета с исследуемым образцом и через которую передается боковое давление. Источник и приемник ультразвуковых колебаний имеют одинаковую конструкцию и представляет собой набор пьезокерамических дисков для возбуждения и приема продольных и поперечных волн. Приемник и излучатель смонтированы внутри стального корпуса, который одновременно служит пуансоном для создания осевого давления на образец. Общее давление на образец является гидростатическим, источник давления - гидравлическая станция.

Измерительная часть состоит из генератора возбуждающих импульсов и цифрового осциллографа С9-8, соединенного с ПЭВМ, что позволяет регистрировать и хранить сигнал с приемника ультразвуковых колебаний. Осциллограф содержит два синхронных 8 разрядных АЦП с частотой

дискретизации 50 нс и длиной 1024 точки, диапазон входных сигналов - до 5 Вольт.

Измерения скоростей и коэффициентов затухания проводились методом сравнения с эталоном, в качестве которого использовался образец из дюралюминия одинакового геометрического размера.

Для исследований была отобрана коллекция образцов коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири. Предварительно на образцах измерялись фильтрационно-емкостные свойства, а именно: коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, водоудерживающая способность, карбонатность.

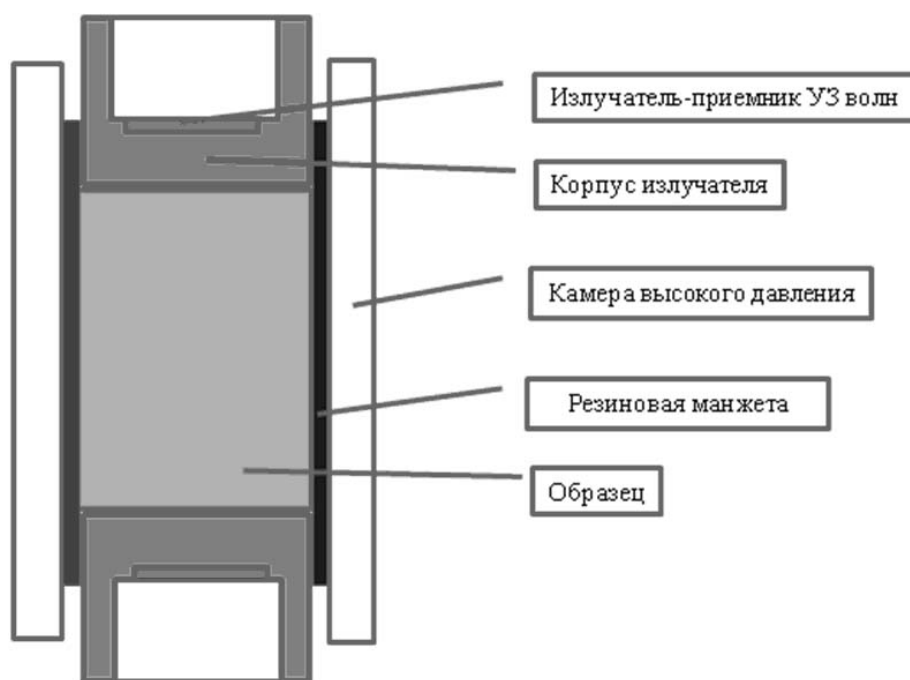


Рис. 1. Схематическое изображение измерительной установки

Измерения проводились при полном водоныщении образцов и в высушенном состоянии. Первоначально осуществлялось полное насыщение порового пространства образцов раствором NaCl с плотностью 30 г/л, соответствующей минерализации пластовых вод. После проведения акустических измерений в режиме 100% насыщения раствор из образцов отгонялся на центрифуге при скорости вращения центрифуги до 5000 оборотов в минуту. Потом осуществлялось высушивание образца при температуре 105°C и проведение измерений на абсолютно сухом образце и естественной (комнатной) влажности.

Глубина отбора около 3000 м, пористость образцов – 13-15%, плотность - 2,2 г/см³. Скорость продольных волн – 3900-4150 м/сек, скорость поперечных волн – 2280-2370 м/сек.

Декремент затухания вычислялся, используя соотношение [Winkler, 1983]

$$Q^{-1} = \alpha V / 8.686\pi f = \alpha \lambda / 8.686\pi, \quad (4)$$

где α - коэффициент поглощения, дБ м⁻¹, V - фазовая скорость, м·с⁻¹ и f – частота, Гц. Величина α вычисляется, используя соотношение

$$\alpha(\omega) = \frac{8,686}{L} \ln\left(\frac{\dot{A}_{\text{вс}}}{\dot{A}_{\text{вд}}}\right) \quad (5)$$

где L – длина образца, м, $A_{\text{вх}}(f)$ – амплитуда Фурье излученного импульса, входящего в образец, $A_{\text{вых}}(f)$ – амплитуда Фурье приемного импульса, прошедшего через образец.

Результаты экспериментов

Результаты экспериментов мы покажем на примере трех типов горных пород: образец 1 – песчаник (5150) мелко-среднезернистый, однородный, пористость – 19,3%; образец 2 - песчаник (6412) мелкозернистый, карбонатный, пористость – 5,9%; песчаник (6414) со слабым запахом углеводородов, пористость – 13,1%.

На рис. 2 показаны примеры импульсов продольной и поперечной волны и их спектры Фурье. Импульсы имеют простую форму с преобладающей частотой 0,56 МГц и 0,37 МГц; 0,41 МГц и 0,32 МГц, соответственно.

Релаксационные спектры затухания Р- волны представлены на рис. 3.

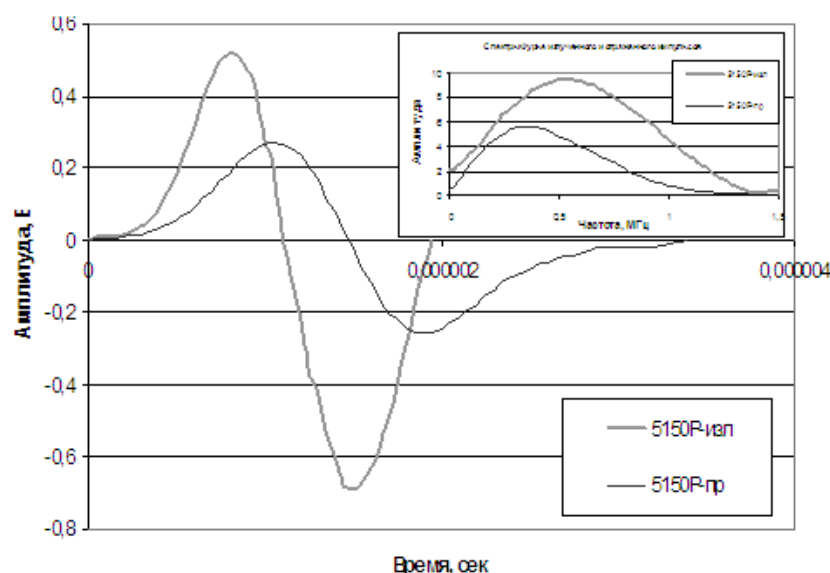


Рис. 2а. Импульс Р-волны излученный и прошедший через образец

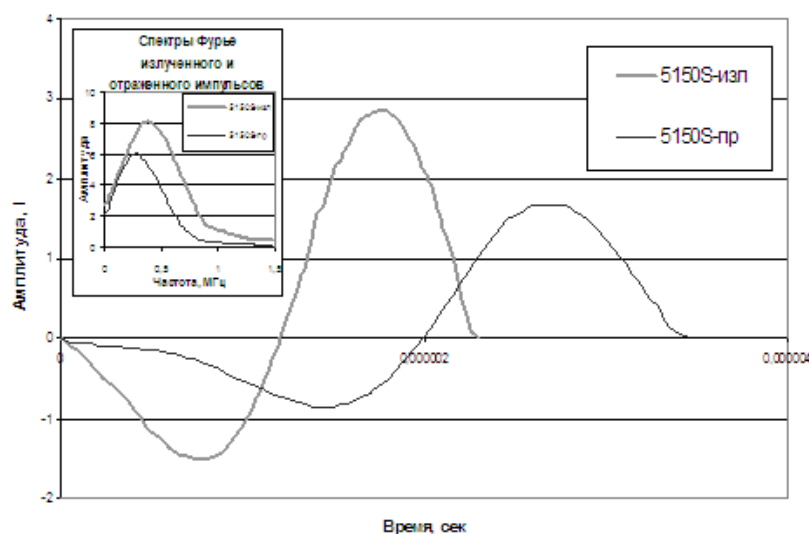


Рис. 2б. Импульс S-волны излученный и прошедший через образец

Рис. 3. Релаксационные спектры затухания Р-волны в песчаниках

Релаксационные спектры затухания (РСЗ) были получены в частотной полосе 0,2 – 1,0 МГц путем вычисления затухания для каждой спектральной компоненты по формулам (4) и (5). РСЗ сухих песчаников располагаются выше (по оси инверсной добротности) тех же самых РСЗ полностью водонасыщенных (в дальнейшем для краткости – насыщенных) песчаников. Насыщенные песчаники имеют более простую форму РСЗ и близкие величины затухания. Здесь имеет место монотонное увеличение затухания $Q_p^{-1} \sim f$. Некоторое исключение составляет образец 6414, где имеется небольшой минимум в низкочастотной области спектра.

Характер РСЗ сухих песчаников существенно отличается от РСЗ насыщенных. Для первых двух образцов имеет место уменьшение величины затухания с частотой приблизительно как $Q_p^{-1} \sim 1/f$. Песчаник 6414 имеет РСЗ в виде релаксационного пика на частоте $f_{i\hat{e}\hat{e}} = 0,664$ МГц.

Релаксационные спектры затухания S- волны представлены на рис. 4.

РСЗ S-волны всех образцов имеют форму пиков затухания. Величина затухания S-волны намного ниже по сравнению с затуханием продольной волной. Затухание на пике в сухом песчанике по сравнению с насыщенным всегда выше. Для первых двух образцов такое положение сохраняется во всем частотном диапазоне. РСЗ песчаника 6414 в сухом и насыщенном состоянии почти совпадают друг с другом. Пиковая частота в первом и третьем образце $f_{i\hat{e}\hat{e}} \approx 0,79$ МГц не изменяется при смене в песчанике сухого состояния на водонасыщенное. Во втором образце (6412) в сухом состоянии $f_{i\hat{e}\hat{e}} = 0,64$ МГц, при насыщении пиковая частота возрастает до $f_{i\hat{e}\hat{e}} = 0,72$ МГц.

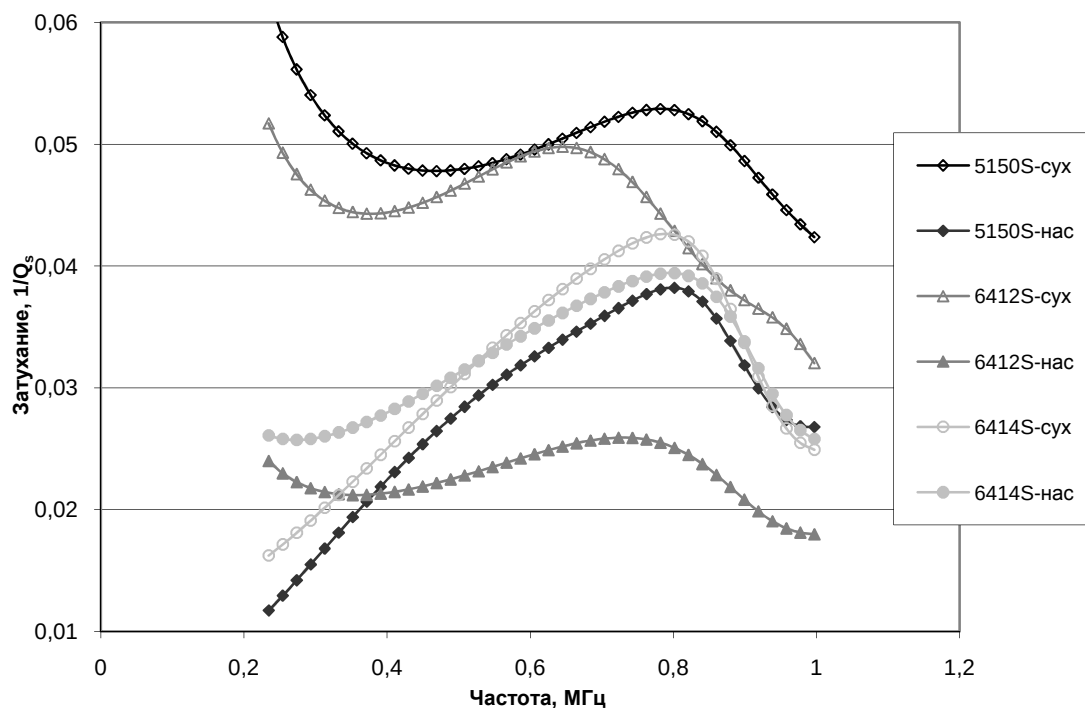


Рис. 4. Релаксационные спектры затухания S-волны в песчаниках

Выводы

В результате изучения релаксационных спектров затухания представленных песчаников сделаны следующие выводы.

1. Затухание ультразвуковых волн в песчаниках является частотно-зависимым в диапазоне частот 0,2 – 1,0 МГц. Релаксационные спектры затухания имеют форму зависимостей $Q_p^{-1} \sim f$ и $1/f$ и релаксационного пика.

2. Затухание Р- и S-волн в сухой породе всегда превышает затухание в полностью водонасыщенной породе.

3. Введение воды в породу может смещать релаксационный пик в сторону высоких частот.

4. Имеется несоответствие экспериментального неравенства $Q_p^{-1} > Q_s^{-1}$, полученного в данных экспериментах, с имеющимся соотношением ($Q_p^{-1} \approx Q_s^{-1}$) других экспериментов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Dvorkin J. and Nur A., Dynamic poroelasticity: A unified model with the squirt and the Biot mechanisms [Текст] – Англ. / J. Dvorkin // *Geophysics*. – 1993. – Vol.58. – pp. 524-533. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1443435>

2. Dvorkin J., Prasad M., Sakai A. and Lavoie D. Elasticity of marine sediments [Текст] – Англ. / J. Dvorkin et al. // *GRL*. – 1999. – Vol.26. – pp. 1781-1784.

3. Mavko G. M., Mukerji T. and Dvorkin J. Rock Physics Handbook [Текст] – Англ. / G. M. Mavko et al., Cambridge, Cambridge University Press. – 1998. – 329p.

4. Dvorkin J., Walls J., Taner T., Derzhi N. and Mavko G. Attenuation at Patchy Saturation – A Model [Electronic resource] – Англ. / J. Dvorkin et al. // EAGE 65th Conference & Exhibition – Stavanger, Norway, 2 – 5 June 2003. Тез. докл./ EAGE. – Stavanger, 2003. <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=3145>.

5. Klimentos T. Attenuation P- and S- waves as a method of distinguishing gas and condensate from oil and water [Текст] – Англ. /T. Klimentos // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60. – pp. 447-458. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1443782>

6. Sun X., Tang X., Cheng C.H., and Frazer L.N. P- and S- wave attenuation logs from monopole sonic data [Текст] – Англ. /X. Sun et al. // *Geophysics*. – 2000. – Vol. 65. – pp. 755-765. <http://dx.doi.org/10.1190/1.1444774>

7. Mashinskii E. I. Nonlinear amplitude-frequency characteristics of attenuation in rock under pressure. [Текст] – Англ. / E. I. Mashinskii // *J. Geophys. Eng.* – 2006. – N 3. – p. 291-306.

8. Mavko G. and Dvorkin J. P-wave Attenuation in reservoir and non-reservoir rock [Electronic resource] – Англ. / Mavko G. et al. // EAGE 67th Conference & Exhibition – Madrid, Spain, 13 – 16 June 2005. Тез. докл./ EAGE. – Madrid, 2005. <http://earthdoc.eage.org/detail.php?pubid=1260>

9. Mashinskii E. I. Amplitude-frequency dependencies of Wave Attenuation in Single-Crystal Quartz: Experimental Study [Текст] – Англ. /E. I. Mashinskii // *J. Geophys. Res.* – 2008. – V.113. – B11304.

10. Машинский Э.И., Амплитудно-зависимое затухание продольных и поперечных волн в сухом и насыщенном песчанике под давлением [Текст] /Э.И. Машинский // Геология и Геофизика. – 2009. – Т.50. – с. 950-956.

11. Winkler K. W. Frequence dependent ultrasonic properties of high-porosity sandstones [Текст] – Англ. / K. W. Winkler // *J. Geophys. Res.* – 1983. – v.88, В 11. – p. 9493-9499.

© Н.А. Голиков, Э.И. Машинский, Д.А. Медных, 2011

УДК 550.344

А.В. Копейкин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

РАСПРОСТРАНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛН В КОНТРАСТНЫХ МИКРОНЕОДНОРОДНЫХ СРЕДАХ

Данная статья посвящена исследованию дисперсионного уравнения для сред со структурой. Контрастные микroneоднородные среды деформируются не так как их сплошные аналоги. В настоящее время разрабатываются новые подходы к описанию сред со структурой, использующие методы интегральной геометрии. В данной работе, опираясь на новые уравнения движения, получен спектр пространственных частот для сейсмических волн, распространяющихся в контрастных микroneоднородных средах. Показан дискретный характер этого спектра. Кроме вещественных, волновое число может принимать и комплексные значения, что напрямую связано с возникновением катастрофических событий, вызванных затуханием или ростом амплитуд сейсмических волн.

A.V. Kopeykin

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

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

PROPAGATION OF SEISMIC WAVES IN CONTRAST MICRO INHOMOGENEOUS MEDIA

This paper is devoted to the study of dispersion equation for structured media. The contrast micro inhomogeneous media is deformed not such as continuous ones. At the present time new approaches to describe the structured media is developed using a methods of integral geometry. In this work the spatial frequency spectrum for seismic waves propagating in the contrast micro inhomogeneous media is obtained basing on the new equation of motion. It is shown that the spectrum is discrete. Besides of real values the wavenumber can take the complex ones what is directly connected with derivation of catastrophic events caused by decrement or amplitude growth of seismic waves.

В классической механике сплошной среды предполагается, что близость точек означает близость всех физико-механических свойств. В таких средах значение некоторого поля в какой-либо точке есть среднее значение этого поля в произвольно малом объеме, окружающем данную точку. Многие реальные горные породы являются микroneоднородными средами. Они содержат поры, трещины, полости и не обладают упомянутыми свойствами сплошных сред. Различие усугубляется, если поры заполнены жидкостью или газом. Перепад

физико-механических свойств между твёрдым скелетом и флюидом может быть весьма существенным. Например, для модуля сдвига он составляет 10 порядков.

Для того чтобы описать контрастные микронеоднородные среды, Б.П. Сибиряковым [1] было предложено создать некий усреднённый сплошной образ, а для него уже писать уравнения движения и равновесия.

Следуя В. П. Маслову [2], можно записать оператор переноса поля из точки x в точку $x + h$:

$$f(x + h) = f(x)e^{hD_x}, \quad (1)$$

где $D_x = \frac{\partial}{\partial x}$ – дифференциальный оператор.

В контрастных микронеоднородных средах не любой произвольно малый объём представителен. Линейным масштабом для такой среды является среднее расстояние от поры до поры l_0 , поэтому усреднять необходимо по объёму с линейным размером l_0 .

Перенос поля с поверхности сферы радиуса l_0 в её центр осуществляется при помощи оператора:

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

Здесь θ и φ – сферические углы. Существует формула Пуассона:

$$\begin{aligned} \int_0^{2\pi} \int_0^\pi f(\alpha \cos \theta + \beta \sin \theta \cos \varphi + \gamma \sin \theta \sin \varphi) \sin \theta d\theta d\varphi = \\ = 2\pi \int_0^\pi f(R \cos \omega) \sin \omega d\omega = 2\pi \int_{-1}^1 f(Rt) dt \end{aligned}$$

где $R = \sqrt{\alpha^2 + \beta^2 + \gamma^2}$. Вместо чисел α , β и γ можно использовать символические переменные $\partial/\partial x$, $\partial/\partial y$ и $\partial/\partial z$ в смысле Маслова. Применив эту формулу, можно получить оператор сплошности в виде:

$$\begin{aligned} P(D_x, D_y, D_z) &= \frac{1}{2} \int_{-1}^1 e^{l_0 \sqrt{\Delta} t} dt = \int_0^1 ch(l_0 \sqrt{\Delta} t) dt = \frac{sh(l_0 \sqrt{\Delta})}{l_0 \sqrt{\Delta}} = \\ &= E + \frac{l_0^2 \Delta}{3!} + \frac{l_0^4 \Delta^2}{5!} + \dots \end{aligned}$$

E – это единичный оператор, Δ – оператор Лапласа.

Действие оператора сплошности на какое-либо поле в микронеоднородной среде приводит к образованию сплошного континуума, к которому теперь можно применять соотношения, справедливые для сплошных сред. В сплошной среде линейный размер отсутствует, поэтому предельный переход от контрастной микронеоднородной среды к сплошной осуществляется путем устремления $l_0 \rightarrow 0$. Если осуществить этот предельный переход для оператора (2), то получается соотношение $P = E$, что логично для сплошной среды.

Для сред со структурой уравнения движения можно записать в следующем виде:

$$\frac{\partial P(\sigma_{ik})}{\partial x_k} = \rho \ddot{u}_i.$$

В случае плоских волн (т.е. в одномерном случае, когда участвует только одна координата) его можно переписать в виде:

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

где $k_s = \frac{\omega}{c_s}$ – волновой вектор для обычной продольной или поперечной волны. В этом выражении уже использован закон Гука, а так же принято, что зависимость от времени $u = e^{i\omega t}$.

Удобно искать решение этого уравнения в виде $u = C(k)e^{ikx}$. В этом случае возникает дисперсионное уравнение относительно волнового вектора k , то есть при заданной частоте относительно неизвестной скорости распространения волн [1]:

$$\frac{\sin(kl_0)}{kl_0} = \frac{k_s^2}{k^2}. \quad (4)$$

При $l_0 \rightarrow 0$ получается соотношение $k = k_s$, то есть обычная продольная или поперечная волна в сплошной среде. Посмотрев на дисперсионное уравнение(4), можно заметить, что синус может принимать отрицательные значения. Это означает, что волновой вектор становится комплексным, поэтому целесообразно сразу искать решение в комплексном виде. Для этого следует положить, $kl_0 = k_1 + ik_2$, а также $k_s l_0 = \varepsilon$. В результате деления уравнения (4) на реальную и мнимую части получается система из двух уравнений для реальной и мнимой частей:

$$\begin{aligned} k_1 \sin k_1 \cosh k_2 - k_2 \cos k_1 \sinh k_2 &= \varepsilon^2 \\ k_1 \cos k_1 \sinh k_2 + k_2 \sin k_1 \cosh k_2 &= 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Данная система симметрична относительно замены $k_1 \rightarrow -k_1$, что логично, поскольку волны одинаково распространяются в прямом и в обратном направлениях. Кроме того, система симметрична относительно замены $k_2 \rightarrow -k_2$. Последнее означает, что если не затрагивать вопрос об амплитудах $C(k)$, то процесс затухания волн и процесс неограниченного роста амплитуд равноправны.

На рис. 1 изображено решение системы (5) в виде трёхмерных кривых, отображающих зависимость $\varepsilon(k_1, k_2)$. Спектр пространственных частот получается путём сечения данной фигуры плоскостями $\varepsilon = \text{const}$. Одна из таких плоскостей для $\varepsilon = 5$ изображена на рис. 1. Получившийся спектр представлен на рис. 2.

Следует отметить дискретный характер спектра пространственных частот. Каждый корень есть некий сценарий поведения колебательного процесса, и перейти от одного сценария к другому можно лишь дискретным образом, затратив некоторую порцию энергии. Данное свойство присуще только средам, имеющим внутреннюю структуру, и весьма сильно отличает их от классических сплошных сред.

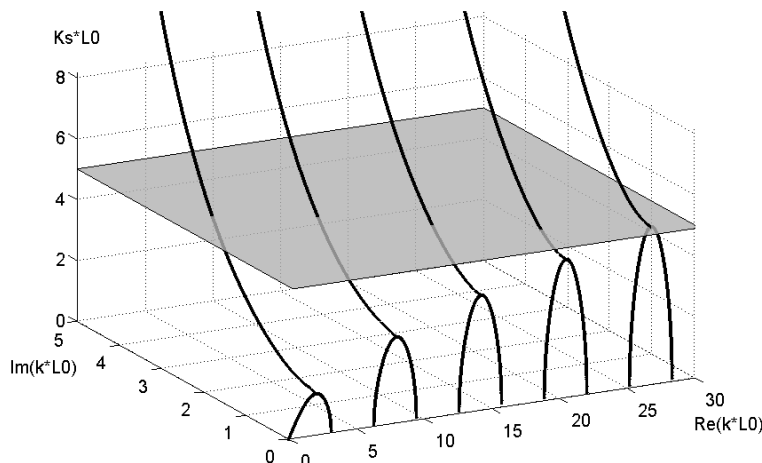


Рис. 1. Зависимость величины ε от реальной и мнимой частей волнового вектора kl_0 . Серым цветом изображена секущая плоскость $\varepsilon = 5$, позволяющая получить спектр пространственных частот дисперсионного уравнения (4) при данном значении ε

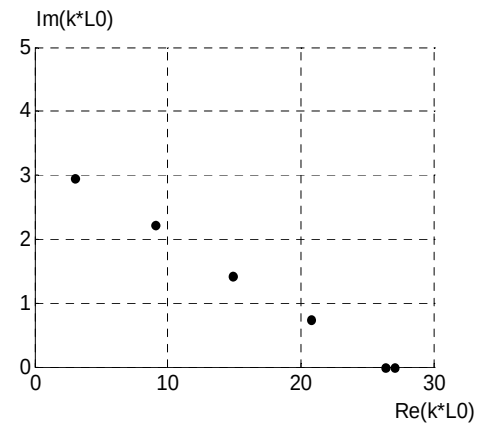


Рис. 2. Спектр пространственных частот дисперсионного уравнения (4) при $\varepsilon = 5$

Число вещественных корней дисперсионного уравнения для любого ε не ограничено, и k может принимать очень большие значения. Это означает возможность распространения волн с очень низкими скоростями, в пределе стремящимися к 0.

Интегральная геометрия позволяет связать удельную поверхность порового пространства σ_0 и среднее расстояние от поры до поры l_0 (или от трещины до её ближайшей соседки) через пористость f с помощью соотношения

$$\sigma_0 l_0 = 4(1 - f). \quad (6)$$

Таким образом, величина $1/\varepsilon$ пропорциональна удельной поверхности:

$$\frac{1}{\varepsilon} = \frac{\sigma_0 \lambda_s}{8\pi(1 - f)}.$$

Здесь λ_s – длина обычной поперечной волны. Можно построить график зависимости числа комплексных корней дисперсионного уравнения (4) (то есть числа неустойчивых событий) от удельной поверхности, вернее от величины $1/\varepsilon$, пропорциональной ей. Данный график в двойном логарифмическом масштабе изображён на рис. 3 (а). Он представляет собой некоторое подобие прямой линии. Этот график схож с экспериментальным графиком зависимости числа землетрясений от энергии колебаний, взятым из работы Ю.В. Ризниченко [3] по материалам землетрясений Средней Азии и представленным на рис. 3 (б). Тангенс угла наклона теоретической прямой линии равен 0.5. На диаграмме Ризниченко он колеблется от 0.5 до 0.52, в зависимости от способов обработки. Можно заключить, что дефицит потенциальной энергии при образовании трещин, переходящий по закону сохранения в кинетическую энергию сейсмических волн, пропорционален удельной поверхности.

По-видимому, при землетрясениях задействован сдвиговый механизм образования трещин без существенного раскрытия последних, поскольку иначе энергия была бы пропорциональна пористости, а не удельной поверхности.

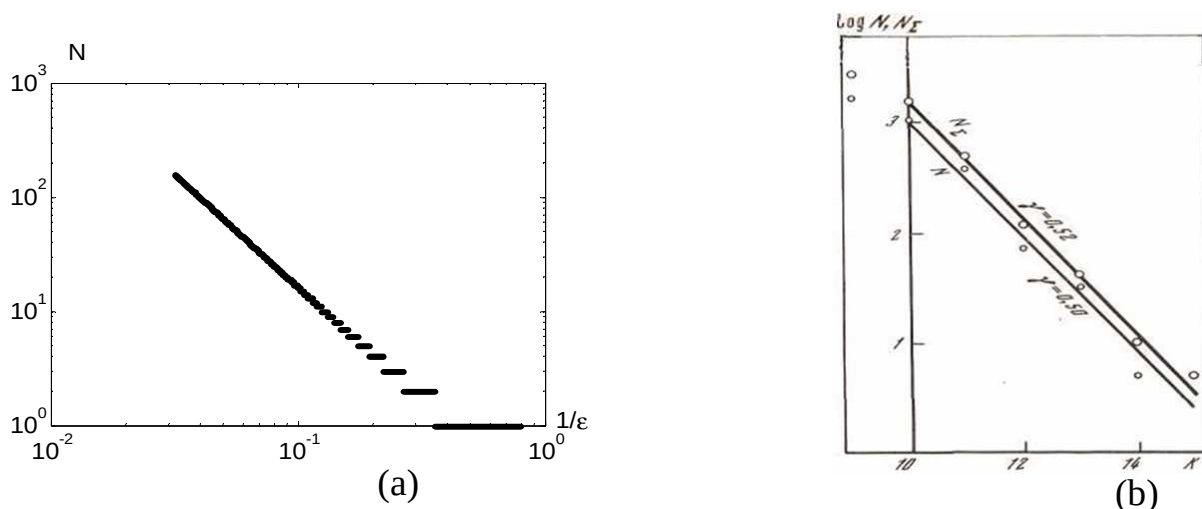


Рис. 3. Теоретическая зависимость числа неустойчивых состояний от удельной поверхности (а) и экспериментальный график зависимости числа землетрясений от их энергии (б)

Спектр пространственных частот для волн, распространяющихся в контрастных микронеоднородных средах, является дискретным. Каждый корень является сценарием поведения волнового процесса. Кроме действительных, в спектре присутствуют и комплексные корни. Они означают затухание колебаний или неограниченный рост амплитуды.

Число неустойчивых событий зависит от удельной поверхностью пор и трещин по закону, напоминающему линейный. Угол наклона этой зависимости совпадает с углом наклона прямой, отвечающей закону Рихтера-Гуттенберга. Это даёт основания полагать, что энергия землетрясений пропорциональна удельной поверхности образовавшихся трещин. В дисперсионном уравнении не были использованы никакие граничные условия, что означает некую универсальность выведенного закона. Он не зависит ни от географического положения, ни от геологического строения, ни от состава горных пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Sibiriakov B.P. Supersonic and intersonic cracking in rock-like material under remote stresses // *Theoretical and Applied Fracture Mechanics* - 2002, Vol. 38. - No 3, P. 255-265.
2. Маслов В.П. Операторные методы. М.: Наука, 1973.
3. Ризниченко Ю.В. Проблемы сейсмологии. М. Наука 1985, стр.68.
4. Сибиряков Б.П., Прилоус Б.И. Статика, динамика и хаос между ними в структурированных средах. // *Физическая мезомеханика*. – 2009 - №12 – С. 101-106.

УДК 550.834

С.Б. Горшكالёв, В.В. Карстен, Д.Д. Путинцева

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОРИЕНТАЦИИ ТРЁХКОМПОНЕНТНЫХ РЕГИСТРИРУЮЩИХ ПРИБОРОВ НА СЕЙСМИЧЕСКОМ ПРОФИЛЕ

В докладе рассмотрена методика определения ориентации трёхкомпонентных регистрирующих приборов на сейсмическом профиле, которая позволила ввести поправки за неправильную ориентацию компонент.

В ходе исследований также были выявлены методические и аппаратные недостатки полевых наблюдений, учёт которых позволит избежать ошибок при дальнейшей обработке данных.

S.B. Gorshkalev, W.V. Karsten, D.D. Putintseva

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

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

TECHNIQUE FOR DETERMINING THE MULTICOMPONENT GEOPHONE ORIENTATION ON A SEISMIC LINE

Technique for determining the multicomponent geophone orientation on a seismic line is considered in the report. This technique allowed correcting the components orientation. Methodical and instrumental imperfections of field measurements were also detected in the course of research. Taking these into account may allow avoiding the errors in further data processing.

Проведение трёхкомпонентных наблюдений, помимо кинематических характеристик упругих волн, позволяет использовать такой параметр как их поляризацию. Проанализировав поляризацию поперечных и обменных волн, можно однозначно определить анизотропию горных пород. В азимутально-анизотропной среде, при субвертикальном распространении, происходит расщепление поперечной волны на быструю и медленную. Вектор смещения первой будет совпадать с направлением преимущественной трещиноватости горных пород. Определение направления вектора смещения в пространстве невозможно без знания точной ориентации регистрирующих приборов. В докладе рассмотрены способы контроля их установки. Показаны результаты определения ориентации сейсмических датчиков на трёхкомпонентном профиле ОГТ № 101, которые позволили выявить методические и аппаратные недостатки полевых наблюдений.

Профиль проходил по южному склону Байкитской антиклизы, использовалась центральная система наблюдения с шагом между ПВ 45м, между ПП – 15м. Определение ориентации сейсмоприемников производилось

путём анализа поляризации головных продольных волн на трёхкомпонентных трассах. Для этого была построена симметричная матрица ковариаций компонент в окне головных продольных волн, составляющем 35 мс. Вектор поляризации был получен как собственный вектор этой матрицы, соответствующий максимальному собственному числу λ :

$$\begin{pmatrix} \sum x_i^2 & \sum x_i y_i & \sum x_i z_i \\ \sum x_i y_i & \sum y_i^2 & \sum y_i z_i \\ \sum x_i z_i & \sum y_i z_i & \sum z_i^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix} = \lambda \begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}$$

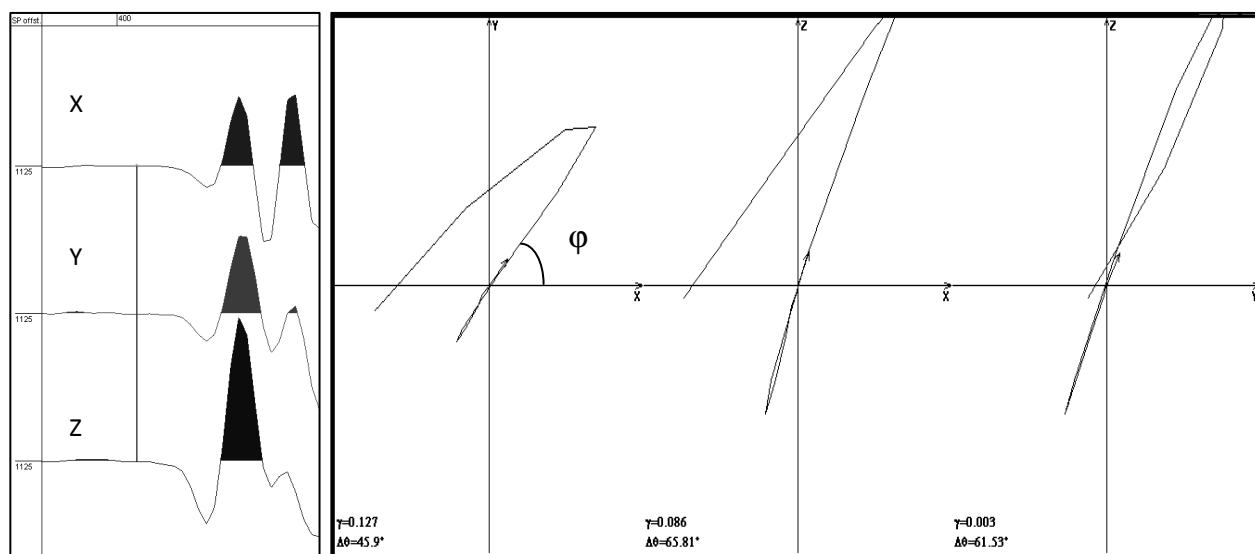


Рис. 1. Пример сигнала в первых вступлениях, x-, y- и z-компоненты (слева) и траектории смещения частиц в окне прямой продольной волны (справа)

Для всего профиля были посчитаны углы ϕ (рис. 1) между x-компонентой и направлением проекции вектора смещения головной продольной волны на горизонтальную плоскость. Результаты расчёта приведены на рис. 2. Поскольку осуществлялся контроль за синфазностью записи x- и z-компоненты, то для идеально сориентированного прибора на ветке положительных удалений должно быть определено $\phi=0^\circ$, а на ветке отрицательных удалений $\phi=-180^\circ$, что для каждой ветки обозначено на рис. 2 белым цветом. Оттенками чёрного цвета показаны отклонения ориентации приборов от направления профиля. Видно, что углы сильно отличаются на разных ветках, то есть, ориентация приборов менялась при прохождении ПВ по профилю.

Итоговое значение угла ориентации было вычислено по сейсмограммам общего пункта приёма, причём был выбран диапазон удалений 500-1500м, где головные продольные волны хорошо прослеживались в первых вступлениях. Углы разворота считались для каждой ветки независимо путём осреднения значений, полученных в каждой точке. При этом в расчет среднего не включались углы, полученные по «шумным» трассам. После разворота на найденные таким образом углы, регистрирующие приборы были сориентированы по направлению профиля.

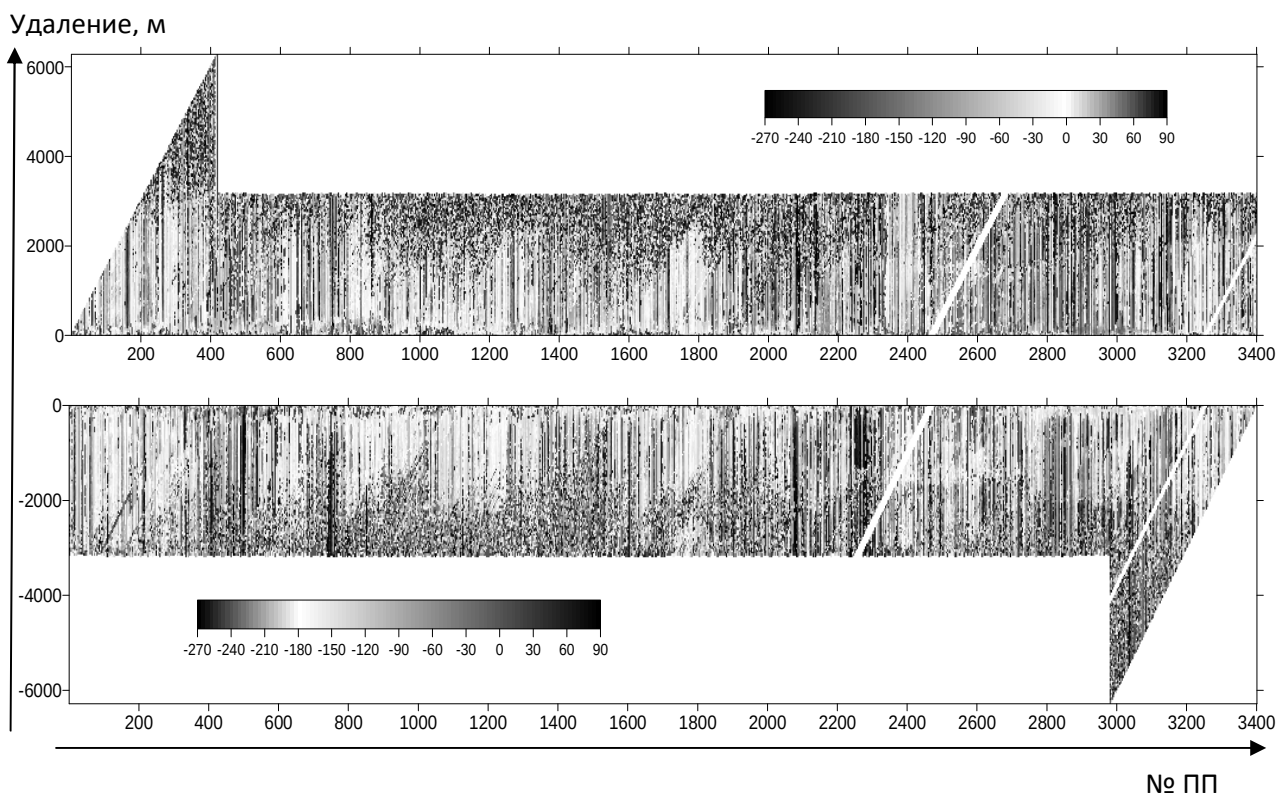


Рис. 2. Углы между x-компонентой и направлением проекции вектора смещения головной продольной волны на горизонтальную плоскость, найденные для всех трасс в зависимости от удаления и пункта приёма, ветка положительных удалений (сверху), ветка отрицательных удалений (снизу)

Для оценки эллиптичности поляризации головных продольных волн был взят параметр η :

$$\eta = \sqrt{\frac{3\lambda_{\min}}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3}}, \text{ для плоского случая } \eta = \sqrt{\frac{2\lambda_{\min}}{\lambda_1 + \lambda_2}},$$

где $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$, собственные значения матрицы ковариаций, а $\lambda_{\min}$ — минимальное собственное значение.

В процессе исследований были выявлены случаи, где в окне первых вступлений головных продольных волн определялась высокая степень линейности поляризации в горизонтальной плоскости (рис. 3). После этого параметр η был рассчитан в большом окне, содержащем волны разных типов поляризации, где заведомо поляризация не может быть линейной. По рисунку 3 видно, что отношение амплитуд x- и y-компонент постоянно во всём временном окне. Такой сигнал не является кондиционным, и, следовательно, не может быть принят в обработку. Подобные ошибки явно вызваны сбоями в работе регистрирующей аппаратуры.

Также в процессе обработки были выявлены случаи, когда компоненты менялись местами. На рис. 4 приведён пример такой сейсмограммы. Можно заметить, что в диапазоне удалений от -540 до -990 запись x-компоненты схожа по динамическим и кинематическим характеристикам зарегистрированных волн с записью z-компоненты. Такие ошибки могли быть вызваны потерей

слова (отсчёта) при передаче сигнала. Сейсмические трассы, соответствующие таким случаям также должны быть отбракованы.

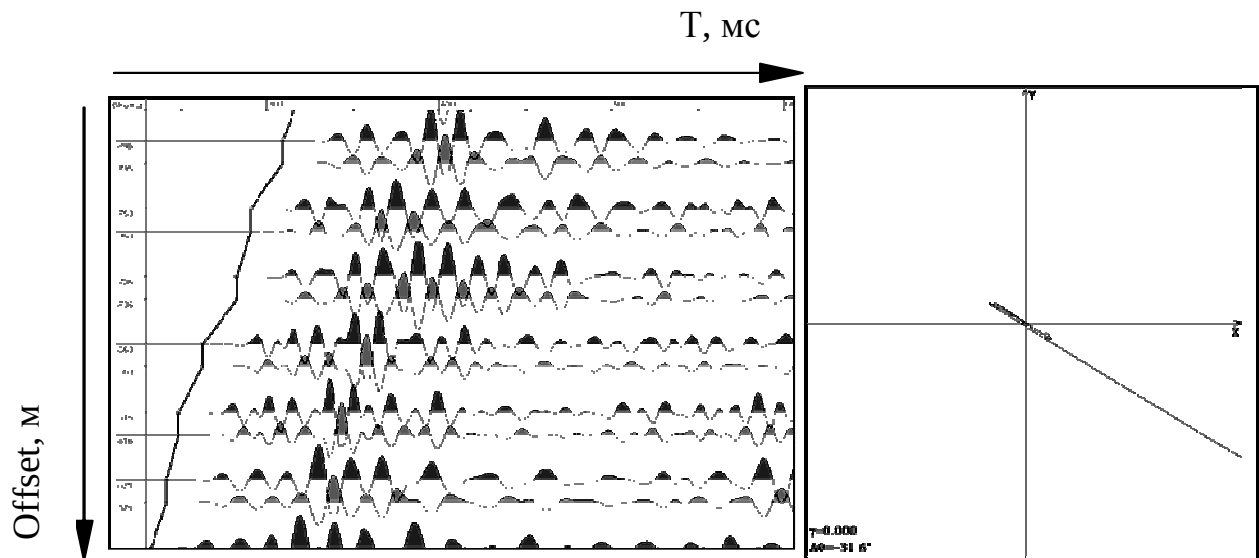


Рис. 3. Фрагмент сейсмограммы ОПП № 63 (слева), x-компонента (чёрный цвет), y – компонента (серый цвет) и траектория смещения частиц в прямой продольной волне (справа)

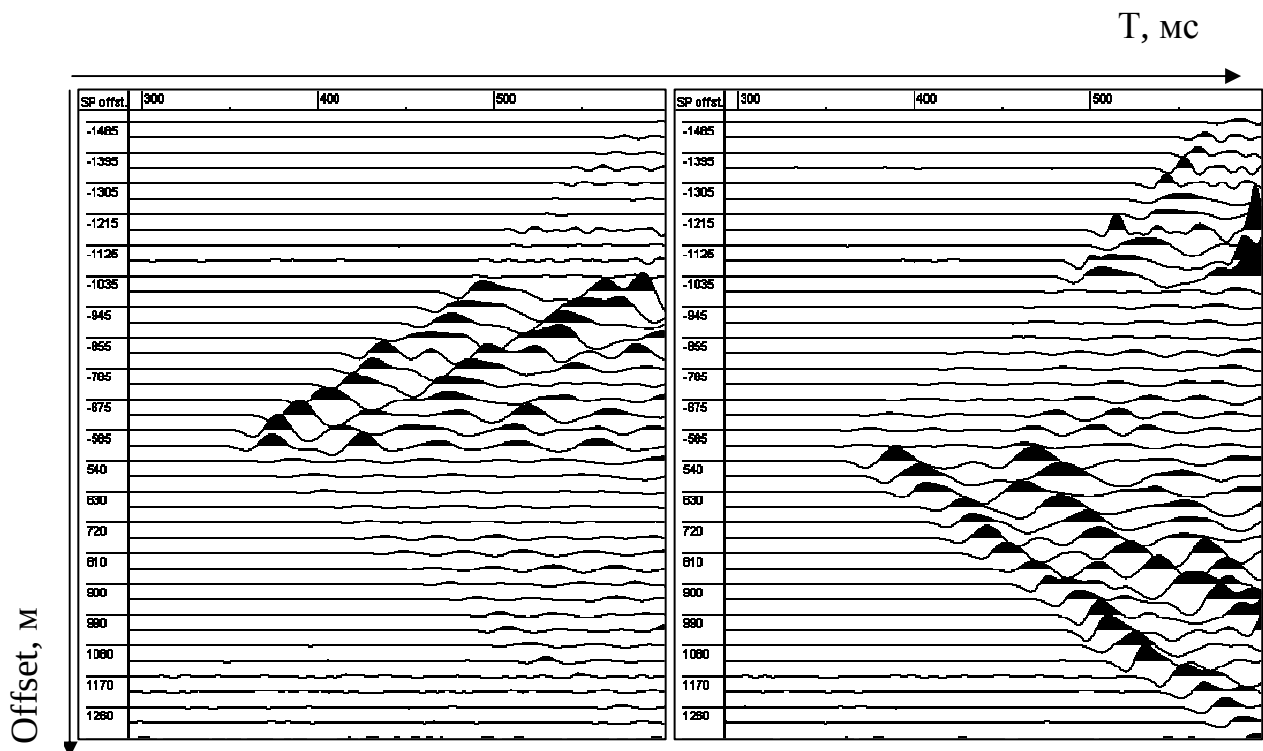


Рис. 4. Фрагмент сейсмограммы ОПП № 2042, x-компонента (слева) и z-компонента (справа)

Итак, в ходе исследований было установлено, что при прохождении ПВ по профилю менялась ориентация приборов, что говорит об ошибках в технологии проведения полевых работ. Также были выявлены случаи некорректной работы регистрирующей аппаратуры, которые заключались в недопустимых взаимных влияниях между регистрирующими каналами и в потере слова (отсчёта) при

передаче сигнала, что приводило к смене местами компонент. Сейсмические трассы, соответствующие таким случаям были отбракованы (табл. 1).

Таблица 1 Сводная таблица отбраковок

	Кол-во трасс, шт	Кол-во трасс, %
Всего трасс	471 871	100
Всего отбраковано	33 589	7.12
Причина отбраковки		
Недопустимо высокие взаимные влияния между каналами	14 634	3.1
Высокий уровень шума	16 761	3.55
Неверное указание компонент	2 194	0.465

Таким образом, методика определения ориентации трёхкомпонентных регистрирующих приборов была успешно применена к реальным профильным данным. Были введены поправки за неправильную ориентацию компонент и отбракованы точки наблюдения, где невозможно корректно провести эту операцию из-за сбоев аппаратуры.

© С.Б. Горшкалёв, В.В. Карстен, Д.Д. Путинцева, 2011

УДК 551.735.1+567

О.А. Родина, И.Г. Тимохина

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ФАУНА ИЗ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КРАПИВИНСКОЙ СКВАЖИНЫ

Впервые установлены микроостатки рыб из нижнекаменноугольных отложений скважины Крапивинская 11700. Проведен анализ распространения фораминифер в скважине и предложена новая схема по фораминиферам.

O.A. Rodina, I.G. Timokhina

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

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

FAUNA FROM THE LOWER CARBONIFEROUS OF BOREHOLE KRAPIVINO

New vertebrate material is reported from the Lower Carboniferous strata of the borehole Krapivino. Distribution and diversity of foraminifera in the Lower Carboniferous of the Kuznetsk Basin is analyzed.

Нижнекаменноугольные отложения Крапивинского купола, расположенного на восточной окраине Кузнецкого бассейна, впервые были описаны А.П. Ротом (1938). На основании распределения фауны (главным образом брахиопод) он предложил схему, согласно которой турне-визейские отложения делятся на пять зон: абышевская, тайдонская, фоминская, подъяковская, верхотомская. Границы этих подразделений проводились почти исключительно по брахиоподам. Изучение других групп фауны породило много споров в отношении этих границ.

Границу между турнейским и визейским ярусами А.П. Ротом проводил по кровле фоминской свиты, отметив условность этой границы. Т.Г. Сарычева и др. (1963) по брахиоподам проводят эту границу между фоминским и подъяковским горизонтами. Н.С. Лебедева (1954) обнаружила важнейшие визейские формы в отложениях фоминского горизонта. В.Б. Тризна (1958) на основании изучения мшанок детально послойно отобранных проводит границу между турне и визе внутри фоминского горизонта.

На Стратиграфическом совещании 1979 г. были приняты схемы для нижнего карбона, согласно которому в составе турнейского яруса выделяются следующие горизонты (Решения..., 1982): абышевский, тайдонский и фоминский; а в визейском: подъяковский и верхотомский. Впервые были выделены три района: Кемеровский, Присалаирский и Крапивинский стратиграфические районы.

Разрез скважины Крапивинская – 11700 является типовым для Крапивинского района. Скважина расположена в 4 км северо-восточнее с. Крапивино Кемеровской области в пределах Крапивинского купола. В интервале 209–444 м вскрыта толща известняков органогенно-детритовых, криноидно-мшанковых, с брахиоподами и кораллами, шламовых, микрозернистых, оолитовых (Богущ и др., 1985). Известняки с постепенным переходом подстилаются зеленоватыми и белесыми туфогенными, глинисто-алевритовыми песчанистыми известковистыми породами без фауны. Нижнекаменноугольные отложения, содержащие палеонтологические остатки, были вскрыты скважиной в интервале от 209 - 441,5 м. Выше 209 м органические остатки не встречены.

В толще органогенных известняков обнаружены многочисленные фораминиферы, остракоды, водоросли, сколекодонты, конодонты и микроостатки рыб. В работе О.И. Богущ и др. (1985) были опубликованы данные о микрофаунистических комплексах из упомянутого интервала скважины. О находках ихтиофауны говорилось лишь как о присутствии рыбных чешуй в интервале 349-355 м. Как установлено авторами, комплекс позвоночных на самом деле представлен не только, но и зубами хрящевых рыб, а диапазон встречаемости этих остатков значительно шире (рис. 1).

По результатам изучения О.И. Богущ (1985) фораминифер из отложений, вскрытых скважиной Крапивинская 11700 в интервале 441,5–245 м были установлены три местные комплексные зоны (рис. 1): *Tournayella discoidea* – *Laxoendothyra paracosvensis*, *Tuberendothyra tuberculata* – *Pseudoplanoendothyra*, *Septatournayella evoluta* – *Eotextularia diversa* – *Tetrataxis*. Эта зональная последовательность в крапивинском районе характеризует биостратиграфическое расчленение тайдонского и фоминского горизонтов. Однако фактически, эти зоны являются провинциальными и прослеживаются повсеместно в пределах всего Кузнецкого бассейна. На данный момент эта схема, разработанная в 80-х годах прошлого столетия, в значительной мере устарела и требует ревизии, поскольку за последнее время накоплено много новых данных о стратиграфическом распространении фораминифер. Внесены существенные изменения в зональную фораминиферовую шкалу карбона России (Кулагина, Гибшман, 2005). Изменился подход к выделению фораминиферовых зон, используемых для построения шкалы. Вместо акмезон, широко применяемых ранее, в настоящее время приняты филозоны в сочетании с интервал-зонами. Такой подход затрудняет межрегиональную корреляцию стратиграфических схем. Нами проведен анализ ранее установленных О.И. Богущ (1985) зональных комплексов фораминифер с целью сопоставления прежней провинциальной фораминиферовой шкалы с новой, разработанной на более изученных разрезах Русской платформы, Урала и Казахстана с целью уточнения возраста вмещающих отложений.

Разрез скважины Крапивинская 11700 в целом охарактеризован фораминиферами не равномерно. Фиксируются два представительных комплекса фораминифер в интервалах 422 - 409 м и 264 – 245 м. В других интервалах содержатся многочисленные представители рода *Earlandia*, имеющих широкое стратиграфическое распространение. В интервале 328 – 308

м фораминиферы не установлены. Описанные комплексы фораминифер не содержат виды-индексы, используемые в современной зональной схеме, однако содержат короткоживущие виды, характерные для определенных зон установленных Е. И. Кулагиной и Н. Б. Гибшман (2005). Объединяющими признаками обоих комплексов является присутствие в их составе значительного количества местных видов и часто плохая сохранность раковин.

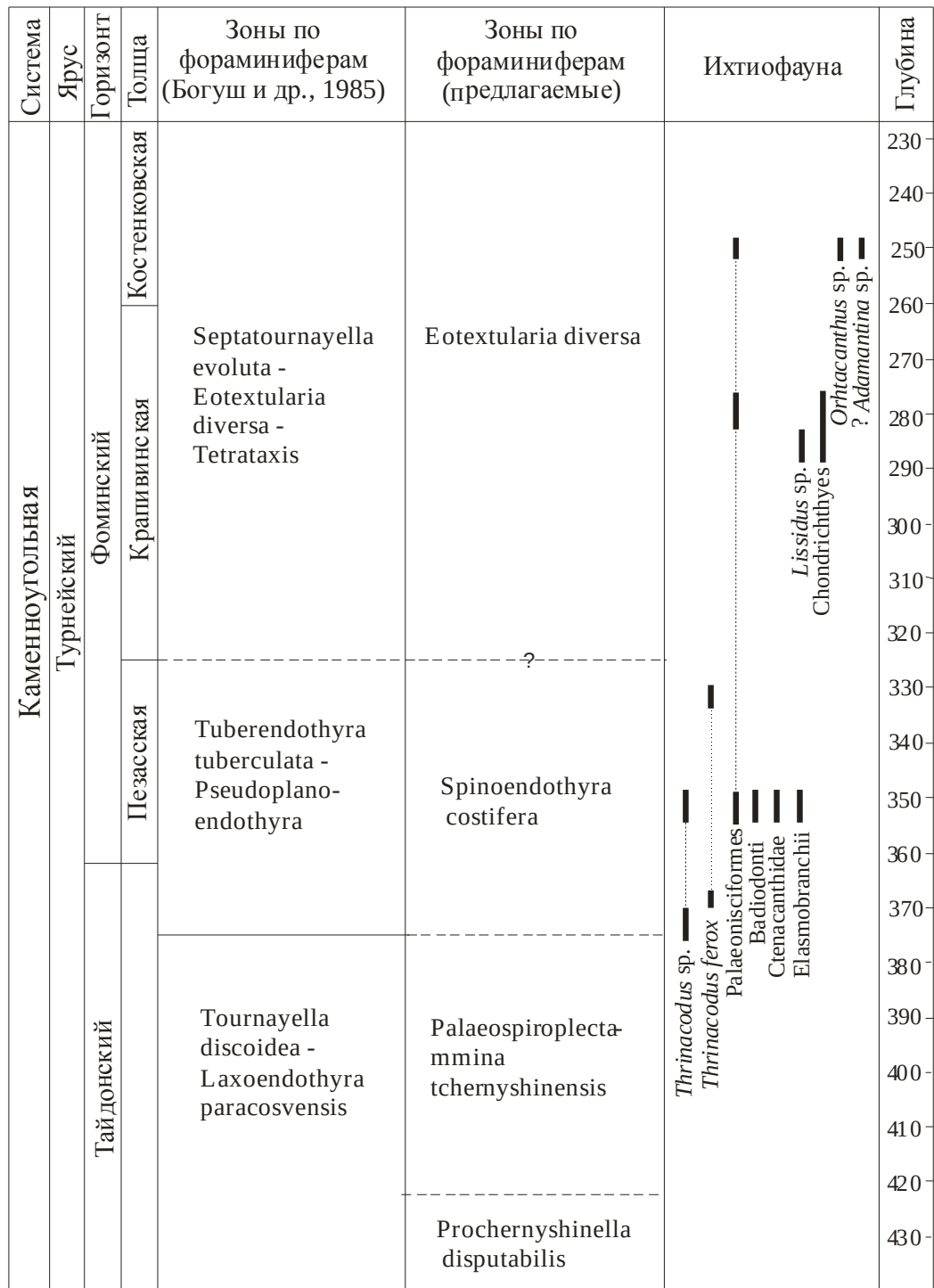


Рис. 1. Распространение ихтиофауны в нижнекаменноугольных отложениях в скважине Крапивинская 11700

Комплекс фораминифер, в интервале 441,5 - 422 м, беден, но по присутствию в его составе рода *Septabrunsiina* он условно сопоставляется нами с зоной *Prochernyshinella disputabilis* (Кулагина, Гибшман, 2005).

В интервале 422 – 409 м встречены многочисленные и разнообразные виды фораминифер. Большинство из них характерны для отложений черепетского и кизеловского горизонтов Русской платформы. По присутствию многочисленных и разнообразных септабрунсиин, и в их числе вида *Septabrunsiina krainica* (Lip.), комплекс фораминифер сопоставляется с зоной *Palaospiroplectamina tchernyshinensis*.

В интервале 409 – 264 м, распространены фораминиферы в основном состоящие из видов широкого стратиграфического диапазона.

Второй представительный комплекс фораминифер установлен в интервале 264 – 245 м. По присутствию в нем многочисленных и разнообразных примитивных представителей рода *Eogloboendothyra* он сопоставляется нами с зоной *Eotextularia diversa*. Однако присутствие в составе комплекса вида *Eogloboendothyra parva* (Tchern.) и представителей рода *Eoendothyranopsis*, в частности *Eoendothyranopsis* cf. *transita* (Lip.), может свидетельствовать о более широком его диапазоне, выходящем за пределы турнейского яруса, т.е. отчасти захватывающем визе.

Комплекс ихтиофауны в интервале 248-394,7 м содержит остатки представителей различных групп хрящевых, а также зубы актиноптеригий. Среди хрящевых здесь найдены зубы фебодонтов *Thrinacodus*; зуб ксенакантид *Ortacanthus*; зуб полиакдонтид *Lissodus*; фрагменты зубных пластинок брадиодонтов, зубы и чешуи хрящевых несного систематического происхождения. К последней группе относится зуб *Adamantina*.

Многие из перечисленных таксонов имеют широкое географическое распространение. *Thrinacodus* был найден в разных регионах мира в интервале фамен – серпухов. *Ortacanthus* встречен в отложениях верхнего карбона Англии и в перми Северной Америки. Большинство видов *Lissodus* известно из мезозоя, начиная с нижнего триаса и до верхнего мела. Однако в последнее время описаны несколько форм и из верхнего палеозоя: несколько экземпляров *Lissodus* sp. из фамена Ирана (Ginter et al., 2002) и Бельгии (Derycke et al., 1995; Duffin, 2001); турне Австралии (Trinajstić & Gorge, 2007), России (Lebedev, 1996; Ivanov, 1999), Ирландии (Duncan, 2004); многочисленные находки *Lissodus* из визе и верхнего карбона различных регионов мира. Представители рода *Adamantina* упомянуты из нижнетурнейских – нижнепермских отложений Урала, Россия, пенсильвания США и нижней перми Гренландии (Ivanov, 1999).

Таким образом, в скважине Крапивинская 11700 впервые установлены микроостатки хрящевых рыб в нижнекаменноугольных отложениях. Ранее позвоночные были известны лишь из турне-визейских отложений из естественных выходов Кузнецкого бассейна (Родина, Иванов, 2002). Находки *Adamantina* и *Ortacanthus* также обнаружены впервые в Кузбассе, что позволяет уточнить разнообразие хрящевых рыб в акваториях раннего карбона на территории Кузнецкого бассейна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Derycke, C., Cloutier R. & Candilier A.-M. Palaeozoic vertebres of northern France and Belgium: Part II - Chondrichthyes, Acanthodii, Actinopterygii (uppermost Silurian to Carboniferous) // *Geobios.* – 1995. – № 19. – P. 343-350.
2. Duffin, C.J. 2001. Synopsis of the selachian genus *Lissodus* Brough, // *N. Jb. Geol. Palaont. Abh.* – 1935.- Bd. 221, № 2. – P. 145-218.
3. Duncan, M. Chondrichthyan genus *Lissodus* from the Lower Carboniferous of Ireland // *Acta Geologica Polonica.* – 2004. – V. 49, No. 3. - P. 417-428.
4. Ginter, M., Hairapetian, V. & Klug, C. Famennian chondrichthyans from the shelves of North Gondwana // *Acta Geologica Polonica.* – 2002. – V. 52, № 2. – P. 169 – 215.
5. Ivanov, A. Late Devonian - Early Permian chondrichthyans of the Russian Arctic // *Acta Geologica Polonica* – 1999. – V. 49, No. 3. – P. 267-285.
6. Lebedev, O.A. Fish assemblages in the Tournaisian - Visean environments of the East European Platform. / Strogon, P., Somerville, I.D. & Jones, G. Ll. // *Recent Advances in Lower Carboniferous Geology, Geological Society Special Publication.* – 1996. – No. 107. – P. 387-415.
7. Trinajstić, K. & George, A.D. Frasnian/Famennian and Famennian/Carboniferous microremains from carbonate succession in the Carnarvon basin of WA // 40 th Anniversary Symposium on Early Vertebrates/Lower Vertebrates Uppsala Sweden, Uppsala Ichthyolith Issues Special Publication. – 2007. – № 10. – P. 87-88.
8. Богуш, О.И., Бушмина, Л.С., Заславская, Н.М., Кононова, Л.И. Раннекаменноугольные микрофаунистические комплексы северо-восточной окраины Кузнецкого бассейна (по материалам Крапивинской скважины) // *Биостратиграфия и биогеография палеозоя Сибири. Новосибирск.* – 1985. – С. 101-109.
9. Кулагина, Е.И., Гибшман, Н.Б. Общая зональная шкала нижнего карбона России по фораминиферам. // *Бюл. Моск. о-ва Испытателей природы.* – 2005. – Т. 80, вып. 2. – С. 33-59.
10. Лебедева, Н.С. Фораминиферы нижнего карбона Кузнецкого бассейна. // *Труды ВНИГРИ, 1954.* – Вып. 98.
11. Решения Всесоюзного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем докембрия, палеозоя и четвертичной системы Средней Сибири. Новосибирск, 1979 г. - Новосибирск: СНИИГГиМС. 1982. - Ч. II Средний и верхний палеозой. - 129 с.
12. Родина, О.А., Иванов, А.О. Хрящевые рыбы из нижнекаменноугольных отложений Кузнецкого бассейна // *Стратиграфия и палеогеография карбона Евразии, Екатеринбург.* – 2002. – С. 263-268.
13. Ротай, А.П. Стратиграфия нижнекаменноугольных отложений Кузнецкого бассейна // *Труды Центр. научно-исслед. Горноразвед. ин-та цветных, редких и благородных металлов (ЦНИГРИ), 1938.* – Вып. 102.

14. Сарычева, Т.Г., Сокольская, А.Н., Безносова, Г.А., Максимова, С.В. Брахиоподы и палеогеография карбона Кузнецкой котловины. М., Изд-во АН СССР, 1963. 547 с.

15. Тризна, В.Б. Раннекаменноугольные мшанки Кузнецкой котловины. Л. – М., Гостоптехиздат, 1958.

© О.А. Родина, И.Г. Тимохина, 2011

УДК 57.071.63+551.734+571.1

Н.Г. Изох

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

БИОСТРАТИГРАФИЯ ПО КОНОДОНТАМ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЩУЧЬИНСКОГО ВЫСТУПА (СЗ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ)

Получены новые материалы по конодонтам из девонских отложений Щучьинского выступа. Для верхнего эмса, эйфеля и франа выделены зональные интервалы в ранге зон или слоев с фауной, позволяющие более подробно расчленить девонские отложения.

N.G. Izokh

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

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

CONODONT BIOSTRATIGRAPHY OF DEVONIAN OF THE SHCHUCHIY LEDGE (NW OF THE WEST SIBERIAN GEOSYNCLINE)

New data on Devonian conodonts from Shchuchiey Ledge were obtained. For upper emsian, Eifelian and Frasnian zones and beds with conodonts have been defined that provide more detail stratification of Devonian strata.

Находки девонских конодонтов в близлежащих к Щучьинскому выступу районах известны на Полярном Урале, и большей частью на западном его склоне. На восточном склоне они крайне редки. Эти находки чаще всего приурочены к кремнисто-терригенным отложениям Лемвинской, Манитанырд-Пайпудынской и Наунтин-Нырдовоменшорской тектонических зон. Опубликованные ассоциации конодонтов представлены космополитными таксонами и в основном характеризуют позднедевонский – раннекаменноугольный интервал (Аристов, Руженцев, 2000; Халымбаджа, 1981 и др.).

Девонские отложения Щучьинского выступа в биостратиграфическом отношении были сравнительно слабо изученными (Стратиграфические..., 1993). В 1999-2002 гг. сотрудники Института геологии нефти и газа СО РАН провели комплексные полевые исследования на этой территории с целью изучения рифогенных комплексов для обоснования нефтепоисковых работ. Была описана серия разрезов девонских отложений с детальным отбором образцов на макро- и микрофауну (Каныгин и др., 2004). В результате проведенных исследований удалось получить детальную их палеонтологическую характеристику, в том числе и первые данные по конодонтам, на трех участках - Янганапинском, Щучьинском и Сибилейском.

Коллекция конодонтов, полученная после химической обработки карбонатных пород, представлена космополитными таксонами, включая и зональные виды-индексы. Большинство находок конодонтов относится к Янганапинскому участку. Встреченная здесь ассоциация характеризует стратиграфический интервал от верхнего эмса нижнего девона по средний фамен верхнего девона. В разрезах на Щучинском участке выявлены верхнеэмские, эйфельские и франские конодонты. На Сибилейском участке установлены только эйфельско-живетские конодонты.

Верхнеэмский комплекс включает таксоны *Polygnathus serotinus* Telford, *Pol. bultyncki* Weddige, *Neopanderodus perliniatus* Ziegler et Lindstrom, *N. cf. transitans* Ziegler et Lindstrom, *Belodella devonica* (Stauffer), *B. triangularis* (Stauffer), *B. resima* (Philip), *Panderodus* sp., *Pseudooneotodus* sp. (табл. 1).

Таблица 1 Количественная характеристика конодонтов в нижнем девоне

Номер образца Таксоны	Нижний девон								
	X-0163	X-0168	B-0017	BX-02203	BX-02123	BX-0285	K-009	X-0016/5	X-005a/2
<i>Pand. aff. ex. philipi</i>	1								
<i>Pand. cf. miae</i>		1							
<i>Pand. cf. exigua philipi</i>			1						
<i>Pedavis aff. sherryae</i>			5						
<i>Pseud. beckmanni</i>			1						
<i>Panderodus</i> sp.				2	1			1	3
<i>Neopan. cf. transitans</i>				9					
<i>Neopan. perliniatus</i>					1	1			
<i>Pol. bultyncki</i>						1			
<i>Pol. cf. serotinus</i>							3		1
<i>Pol. serotinus</i>								2	
<i>Belodella resima</i>					1				

В составе эйфельского комплекса присутствуют транзитные виды, переходящие из эмса и виды, продолжающие свое развитие в живете (табл. 2). Среди таксонов определены: *Polygnathus serotinus* Telford, *Pol. costatus patulus* Klapper, *Pol. costatus partitus* Klapper, Ziegler & Mashkova, *Pol. cf. linguiformis* Hinde, *Pol. costatus costatus* Klapper, *Pol. aff. Pol. trigonicus* Bischoff et Ziegler, *Pol. pseudofolius* Wittekindt, *Pol. eifliis* Bischoff et Ziegler, *Icriodus* cf. *regularicrescens* Bultynck, *Belodella devonica* (Stauffer). По присутствию зональных видов индексов *Pol. costatus patulus* Klapper, *Pol. costatus partitus* Klapper, Ziegler & Mashkova, и *Pol. costatus costatus* Klapper определены стандартные конодонтовые зоны *partitus* и *costatus* и положение нижней границы среднего девона в разрезе. Среди перечисленных таксонов установлен *Pol. costatus partitus* Klapper, Ziegler & Mashkova, который является видом-индексом нижней границы эйфельского яруса, и соответственно нижней границы среднего девона [<https://engineering.purdue.edu/Stratigraphy/gssp/index>].

Франская ассоциация верхнего девона включает *Polygnathus decorosus* Stauffer, *Po. cf. aequalis* Klapper et Lane, *Po. cf. samueli* Klapper et Lane, *Po. cf. politus* Ovnatanova, *Palmatolepis cf. Pa. rhenana* Bischoff, *Pa. cf. Pl. subrecta* Miller et Youngquist, *Nothognatella* sp., *Belodella devonica* (Stauffer) (см. табл. 2).

Таблица 2 Количественная характеристика конодонтов в среднем и верхнем девоне

Номер образца Таксоны	Средний девон								Верхний девон				
	БК-995-1	БК-995-2	БХ-0110-3	БХ-0111-2	БХ-0111-3	БХ-02116	Б-0114-2	БК-9910	БХ-02137	К-0022	Баш-33	БК-9917-2	Б-01115-2
<i>Pol. bultyncki</i>	1												
<i>Pol. serotinus</i>		2											
<i>Belodella devonica</i>	5	1							1				
<i>Belodella triangularis</i>	4							1					
<i>Belodella resima</i>	3												
<i>Po. costatus patulus</i>		5											
<i>Po. costatus partitus</i>		2											
<i>Po. aff. Pol. trigonicus</i>			2										
<i>Po. cf. costatus</i>			1										
<i>Po. cf. linguiformis</i>			3	1	2								
<i>Icriodus</i> sp.			1										
<i>Po. costatus costatus</i>				3	1								
<i>Polygnathus</i> sp.						1							
<i>Ic. cf. regularicrescens</i>						1							
<i>Po. eiflius</i>							1						
<i>Po. pseudofolius</i>								6					
<i>Po. decorosus</i>									4				
<i>Palmatolepis</i> ssp.										1	2		
<i>Pa. cf. rhenana</i>										1			
<i>Po. cf. aequalis</i>										1			
<i>Po. cf. samueli</i>										1			
<i>Pa. cf. subrecta</i>											1		
<i>Po. cf. politus</i>											7		
<i>Belodella</i> sp.											1		
<i>Nothognatella</i> sp.											1		
<i>Icriodus alternatus</i>												1	
<i>Pa. praetrianularis</i>												1	
<i>Pa. triangularis</i>												1	
<i>Pa. m. marginifera</i>													1
<i>Poygnathus</i> sp. A													2

Верхнефаменские отложения вскрыты в карьере север-северо-восточнее оз. Юн-То. Они представлены олистостромово-турбидитовым комплексом с крупными обломками известняков (Каныгин и др., 2004), в которых встречены

три разновозрастных комплекса конодонтов. Один из них включает раннеэмские таксоны - *Pedavis* aff. *sherryae* Lane et Ormiston, *Pandorinellina* cf. *Exigua philipi* (Klapper), *Pseudooneotodus beckmanni* (Bischoff et Sannemann). Два других характеризуют фаменский интервал. Первый из них раннефаменский - *Palmatolepis praetriangularis* Ziegler et Sandberg, *Pa. triangularis* Sannemann, *Icriodus alternatus* Branson et Mehl, а второй - интервал зон marginifera—Early trachitera среднего фамена: *Palmatolepis marginifera marginifera* Helms, *Polygnathus* sp. A. (см. табл. 1, 2).

Полученные новые материалы по конодонтам позволили существенно дополнить палеонтологическую характеристику девонских отложений Щучьинского выступа. По результатам изучения конодонтовых ассоциаций выделены зональные интервалы в ранге зон или слоев с фауной, позволяющие более подробно расчленить девонские отложения и проводить точные межрегиональные корреляции. Наиболее полная зональная конодонтовая последовательность установлена в эйфельском ярусе, включая базальную зону *partitus* для среднего девона.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-05-00737) и Программы РАН № 21, НШ-6244.2010.5. Авторы координируют свои исследования также с программами работ по проекту IGSR.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аристов В.А., Руженцев С.В. Стратиграфия сланцево-кремнистых и вулканогенно-осадочных отложений палеозоя и история геологического развития Полярного Урала [Текст] / В.А. Аристов, С.В. Руженцев // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2000. - Т. 8. - № 2. – С. 9-18.

2. Каныгин А.В., Сараев С.В., Бахарев Н.К., Беляев С.Ю., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., Клец А.Г., Хромых В.Г., Фомин А.Н. Палеозой Щучьинского выступа: модель геологического строения островодужных комплексов в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы [Текст] / А.В. Каныгин, С.В. Сараев, Н.К. Бахарев, С.Ю. Беляев, А.М. Брехунцов, Н.П. Дещеня, А.Г. Клец, В.Г. Хромых, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. - 2004. - Т. 45. - № 1. - С. 59-78.

3. Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой). Материалы и решения четвертого Уральского межведомственного стратиграфического совещания (Свердловск, 1990 г.). [Текст] Стратиграфические / АООТ «Уральская геологосъемочная экспедиция». - Екатеринбург, 1993. - 152 с., табл.

4. Халымбаджа В.Г. Конодонты верхнего девона востока Русской платформы, Южного Тимана, Полярного Урала и их стратиграфическое значение [Текст] / В.Г. Халымбаджа. – Казань: Казан. Ун-т. 1981. 201 с.

5. <https://engineering.purdue.edu/Stratigraphy/gssp/index> [Electronic resource].

УДК 565.33.+551.734+571.1

Н.К. Бахарев

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОСТРАКОДЫ ДЕВОНА ЩУЧЬИНСКОГО ВЫСТУПА (СЗ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ)

Впервые приведены данные по остракодам девона Щучьинского выступа. Выделено три комплекса: эмсский, эйфельский и франский. Установлено наибольшее сходство выявленных комплексов с остракодами Салаира, Урала и Тимано-Печерской провинции.

N.K. Bakharev

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

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

DEVONIAN OSTRACODS FROM THE SHCHUCHIY LEDGE (NW OF THE WEST SIBERIAN GEOSYNCLINE)

Data on Devonian ostracods from the Shchuchiy Ledge are published for the first time. Three assemblages were established: Emsian, Eifelian and Frasnian. Defined ostracod assemblages possess similarity with that of Salair, Urals and Timan-Pechyora province.

В настоящее время Щучьинский выступ ЗСГ интерпретируется как составная часть уралид и в свете геодинамических концепций как островодужные системы Палеоуральского океана. На указанной территории имеется контрастная фациальная изменчивость палеозойских образований, представленных как осадочными, так и вулканогенными породами, находящимися в сложных латеральных и стратиграфических соотношениях. Поэтому на геологических картах этой территории не выделялись литостратиграфические подразделения (свиты), а использовалась номенклатура Общей стратиграфической шкалы. Материал получен автором при комплексных экспедиционных исследованиях основных участков Щучьинского выступа в течение четырех полевых сезонов (1999-2002 гг.). Основные геологические результаты исследований отражены в коллективной статье (Каныгин и др, 2004). Первые палеонтологические данные по конодонтам приведены в статье Н.Г. Изох и др. (2006). Данные по остракодам приводятся впервые.

Первый комплекс остракод установлен в эмсских отложениях хр. Янгана-Пэ (БК994) и в карьере Ензор-Седа (БК991/1). Он состоит из следующих видов: *Sulcatiella reticulata* Bakh., *Parabaidiacypis holuschurmensis* (Pol.), *Miraculum omraensis* Pol. in Rozhd., *Microcheilinella ventrosa* Pol., *Rectella* sp.1, *Bairdia* sp.n.1, *Bairdia* sp.n.2. Первые четыре вида широко распространены в

теленгитском надгоризонте Салаира и в карпинском и тальтийских горизонтах Восточного склона Урала. Новые виды рода *Bairdia* имеют близкие формы из бийского горизонта Тимано-Печерской провинции.

Второй комплекс остракод выявлен в отложениях эйфельского яруса Янганапинского (БК9913) и Сибилейского (БХ0110) участков. Он состоит из следующих видов: *Newsomites notabilis umbonatus* (Pol.), *Bashkirina suavis* Rozhd., *Libumella circulata* Rozhd., *Coelonellina cavitata* Rozhd., *Bairdiocypris cordiformis* Rozhd., *Fabalitypris holushurmtensis* (Pol.), *Bairdia marinae* Moskalenko., *Bairdia* sp. 1, *Rectella* sp. 1., *Tricornina robusticerata* Blumenstengel, *Saumella salairica* Bakh., *Ampuloides parvus* Blumenstengel. Большинство видов этого комплекса установлены в верхней части бийского и по всему интервалу афонинского горизонтов Западного склона Урала и платформенной части Башкирии, а также в мамонтовском горизонте Салаира.

Виды *Libumella circulata* Rozhd. и *Saumella salairica* Bakh. встречены и в керлегешском горизонте Салаира.

Третий комплекс франский установлен на хр. Наун-Пэ. Он представлен многочисленными экземплярами, но имеет небольшое видовое разнообразие. Среди них представители родов *Parabolbinella* и *Hollinella*, имеют близкие виды во франских отложениях Русской платформы, а также вид *Cavellina sargaevaensis* Rozhd. впервые установленный в саргаевском горизонте франского яруса Южного Урала.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 11-05-00737) и Программы РАН № 21. Авторы координируют свои исследования также с программами работ по проекту IGSR.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Каныгин А.В., Сараев С.В., Бахарев Н.К., Беляев С.Ю., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., Клец А.Г., Хромых В.Г., Фомин А.Н. Палеозой Щучьинского выступа: модель геологического строения островодужных комплексов в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы // Геология и геофизика. 2004, т. 45, № 1. С.59-78.

2. Изох Н.Г., Елкин Е.А., Бахарев Н.К. Конодонты девона Щучьинского выступа (Западно-Сибирская геосинеклиза) // Современная палеонтология: классическая и нетрадиционная. Тезисы докладов LII сессии Палеонтологического общества при РАН (3-7 апреля 2006 г., Санкт-Петербург). Санкт-Петербург. 2006. С. 58-60.

УКД 553.98:556.3(571.511)

Я.В. Садыкова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

О ФАКТОРАХ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД НИЖНЕ-СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА И АНАБАРО-ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

В работе представлены результаты детальных палеогидрогеологических реконструкций восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. В нижне-среднеюрском комплексе были выделены два трансгрессивных и один регрессивный седиментационных цикла, в течение которых совместно с осадками захоранивались соленые седиментогенные и пресные инфильтрационные воды. Затем в процессе эволюции осадочного бассейна происходило значительное изменение состава сингенетических вод в результате взаимодействия в системе «вода-порода-газ-органическое вещество».

Ya.V. Sadykova

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

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

ABOUT FACTORS OF THE LOWER-MIDDLE JURASSIC SEDIMENT GROUNDWATERS COMPOSITION FORMATION OF THE YENISEI-HATANGA REGIONAL FLEXURE EAST PART AND OF THE ANABARO-HATANGA SADDLE

Detailed paleohydrogeochemical reconstruction of the eastern part of Yenisei-Khatanga regional flexure and of the Anabaro-Khatanga Saddle are presented. Two transgressive and one regressive cycles were shown to exist in the course of the Lower-Middle Jurassic period. During these cycles salty waters of a marine genesis as well as saltish and fresh infiltration waters were co-buried with deposits. In the course of subsequent sedimentary basin evolution their composition changed considerable as the result of interaction in system «water – rock - gas – organic matter».

В работе представлены результаты детальных палеогидрогеологических реконструкций восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. В нижне-среднеюрском комплексе были выделены два трансгрессивных и один регрессивный седиментационных цикла, в течение которых совместно с осадками захоранивались соленые седиментогенные и пресные инфильтрационные воды. Затем в процессе эволюции осадочного бассейна происходило значительное изменение состава

сингенетичных вод в результате взаимодействия в системе «вода-порода-газ-органическое вещество».

Вопрос о факторах формирования состава пластовых вод широко обсуждается в литературе. Традиционно выделяют факторы: 1) физико-географические, 2) геологические, 3) физико-химические, 4) физические, 5) биологические и 6) искусственные [8]. Основными или прямыми факторами являются физико-географические и геологические. Процессы, которые протекают в системе «вода – порода – газ – органическое вещество» являются следствием выше перечисленных факторов и на прямую влияют на химический состав подземных вод. Основные процессы – это перенос вещества водой (инфильтрация, диффузия, смешение различных типов вод), перевод вещества в раствор (растворение, окисление, выщелачивание), вывод вещества из раствора (вторичное минералообразование) и добавление или удаление молекул воды (гидратация и дегидратация).

Действие описанных выше процессов и факторов формирования подземных вод зависит от генетического типа подземных вод. Так изначально седиментационные воды дают начало ветви соленых вод и рассолов, а инфильтрационные – пресных и солоноватых вод. Начиная со стадии диагенеза, пластовые воды претерпевают значительные изменения своего состава. С момента попадания в осадочный бассейн воды вовлекаются во множество процессов взаимодействия в системе «вода – порода – газ – органическое вещество». Вследствие чего современный химизм подземных вод является вторичным продуктом этой эволюции [7].

Территория исследований в гидрогеологическом отношении относится к восточной части Хатангского артезианского бассейна, который лучше именовать Хатангским криоартезианским бассейном (ХКАБ), ввиду развития здесь мощной (до 800 м) зоны многолетнемерзлых пород [6]. В тектоническом отношении исследуемый регион включает восточную часть Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангскую седловину.

В пределах ниже-среднеюрских отложений восточной части ХКАБ распространены седиментогенные и древние инфильтрационные воды, смешанные в разной степени. Благодаря проведенным палеогидрогеологическим реконструкциям нами были выявлены значительные различия в составе современных пластовых вод и тех, которые захоранивались на данной территории в течение седиментационного этапа развития бассейна.

Рассмотрим историю формирования верхнеюрских отложений в пределах Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины. За основу для палеогидрогеологических реконструкций были приняты палеогеологические карты, построенные сотрудниками ИНГГ СО РАН, атлас литолого-палеогеографических карт СССР [1], атлас палеогеографических карт «Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене» [3] и палеогеографические схемы Захарова В.А., Месенжников М.С., Ронкина З.З. [4].

В соответствии с работами Алекина О.А., Ляхина Ю.И. [2], Шишкиной О.В. [9] и других авторов по термогалийной стратификации вод мирового

океана и по геохимии морских и океанических иловых вод, основываясь на методе актуализма, были приняты значения минерализации и основные характеристики состава сингенетичных вод.

В геттанге и синемюре большая часть территории исследования представляла собой прибрежно-морскую равнину, в пределах которой захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм³ преимущественно хлоридного натриевого состава с высоким содержанием кальция и гидрокарбонат - иона.

Начало трансгрессии привело к образованию мелководного залива в северо-восточной части территории, который в отдельные моменты мог достигать низов Енисея. Вместе с мелководно-морскими осадкам здесь начали захораниваться воды с минерализацией 5-15 г/дм³ преимущественно хлоридного натриевого состава.

На севере и северо-западе территории Хатангский бассейн ограничивался Таймырской возвышенностью, а на юге и юго-востоке – Среднесибирской сушей, которые представляли собой невысокие возвышенности с участками денудационных равнин и служили основными источниками сноса обломочного материала. В пределах возвышенных частей рельефа в осадки проникали пресные инфильтрационные метеогенные воды с минерализацией до 0,5 г/дм³ гидрокарбонатного кальциевого состава.

В плинсбахское время трансгрессия получила дальнейшее развитие. Мелкое море затопило весь Енисей-Хатангский прогиб и прилегающую территорию. Море с северной и южной стороны было ограничено крутыми склонами денудационной равнины и денудационного плато. На большей части территории захоранивались соленые воды с минерализацией 5-15 г/дм³ преимущественно хлоридного натриевого состава, характерного для мелководно-морских обстановок.

В тоарское время трансгрессия достигла максимума. На севере территории исследования мелководное море затопило денудационную равнину, теперь его ограничивало лишь денудационное плато, расположенное в пределах современного Таймыра. На юге оно также значительно продвинулось вглубь континента, затапливая денудационную равнину. Практически повсеместно захоранивались воды с минерализацией 5-15 г/дм³, за исключением возвышенных частей рельефа, где по прежнему преобладали метеогенные осадки с минерализацией до 0,5 г/дм³ гидрокарбонатного кальциевого состава.

В начале ааленского века началась регрессия морского бассейна. Большую часть Енисей-Хатангского прогиба занимала зона мелководья и островной суши, в пределах которой вместе с пляжевыми песками отлагались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм³ хлоридного натриевого состава. Море узкой полосой проникало на континент на северо-востоке территории. В наиболее глубоководных впадинах соленость морской достигала 15-20 г/дм³. В пределах мелкого моря захоранивались соленые таласогенные воды с минерализацией 5-15 г/дм³.

В пределах Таймыра и Среднесибирской суши пресные инфильтрационные метеогенные воды с минерализацией до 0,5 г/дм³ гидрокарбонатного

кальциевого состава проникали в эродированную поверхность пород. В северо-западной части берега узкой полосой обособилась прибрежно-морская равнина.

В байосе началась трансгрессия моря, произошло региональное погружение седиментационного бассейна и выравнивание рельефа областей размыва. Бывшая в аалене островная суша и прибрежное мелководье стала мелководным морским бассейном, в котором совместно с осадками захоранивались соленые таласогенные воды с минерализацией 5-15 г/дм³. В западной части территории обособилась более глубоководная часть бассейна, в которой с глинистыми отложениями захоранивались таласогенные хлоридные натриевые воды соленостью 15-20 г/дм³. Хатангское море обрамляли возвышенные части суши в виде денудационной равнины и денудационного плато, в которые просачивались пресные инфильтрационные воды.

В батский век территория Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины, представляла собой мелководно-морской бассейн, вытянутый в субширотном направлении. В северо-восточной части прогиба узкой полосой существовала глубоководная впадина. С севера и юга Хатангский бассейн ограничивался денудационными возвышенными равнинами, а на юго-востоке и на северо-западе денудационными плато, которые служили основными источниками сноса обломочного материала. Вдоль побережья возникли узкие зоны прибрежного мелководья, глубина которых не превышала 20 м. Здесь совместно с песчаными отложениями захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм³.

На северо-западе исследуемой территории узким клином вдоль западного побережья Таймырской возвышенности существовали отложения прибрежной равнины, временами затапливаемой морем, в пределах которой захоранивались солоноватые воды с минерализацией 2-5 г/дм³ хлоридного натриевого состава с повышенным содержанием гидрокарбонат - иона и кальция. На юге мелководное море было отделено от денудационной равнины аллювиально-озерной равниной. Совместно с аллювиальными отложениями здесь захоранивались пресные и солоноватые инфильтрационные воды с минерализацией 0,5-2 г/дм³.

Таким образом, палеогеографические обстановки определяют химизм сингенетичных вод. Морские воды уже на ранних стадиях захоронения претерпевают значительные изменения своего состава. Скорость этой метаморфизации зависит от состава осадков, их обогащенности органическим веществом, интенсивности микробиологической деятельности, гидродинамического режима, скорости седиментации. Иловые осадки представляют собой сложную систему, в которой протекают процессы разрушения частиц первичных пород и разложения органического вещества. Разложение органического вещества определяет окислительно-восстановительные и кислотнo-щелочные свойства среды, а также создает благоприятные условия для бактериальной жизнедеятельности. Благодаря чему иловые растворы обогащаются биогенными компонентами – сероводородом, аммонием, метаном, азотом, фосфором, бором, углекислым газом и органическими кислотами [8].

На иловой стадии запускается механизм уплотнения осадков, как только иловые осадки оказываются гидродинамически изолированными от вод исходного морского бассейна. По мере развития осадочного бассейна и возрастания геостатических нагрузок, осадки уплотняются и из них отжимаются сингенетичные пластовые воды, которые затем поступают в песчаные пласты. Элизионные воды глин в коллекторах смешиваются с исходными седиментационными. На больших глубинах (от 3 км и более) происходит также выжимание связанной воды пониженной минерализации, за счет процессов термодегидратации глинистых минералов [5].

В песчаники из глин поступают воды, обогащенные органическим веществом, CO_2 , H_2S , CH_4 , тяжелыми углеводородами, металлами, т.е. представляющие собой газоводные растворы. Они взаимодействуют с породой, вызывая вторичное минералообразование и изменяются сами, обогащаются новыми компонентами. Наряду с метаморфизацией состава растет и общая минерализация вод [7].

Таким образом, седиментационные воды на всех этапах захоронения и погружения претерпевают глубокие изменения, вызванные непрерывной эволюцией в системе «вода – порода – газ – органическое вещество».

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 10-05-00442) и гранта Лаврентьевского конкурса молодежных проектов СО РАН.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 10-05-00442), гранта Лаврентьевского конкурса молодежных проектов СО РАН и НШ-6244.2010.5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР. Триасовый, юрский и меловой периоды / под ред. Виноградова А.П. // Москва: Всесоюзный аэрогеологический трест министерства геологии СССР, 1968. -Т.3- 80с.
2. Алекин О.А., Ляхин Ю.И. Химия океана / О.А. Алекин, Ю.И. Ляхин // Ленинград: Гидрометиздат, 1984, 343 с.
3. Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / А.В. Гольберт, Л.Г.Маркова, И.Д.Полякова// Москва: Наука, 1968, 20 с.
4. Захаров В.А., Месенжников М.С., Ронкина З.З. Палеогеография севера СССР в юрском периоде / В.А.Захаров, М.С. Месенджников, З.З.Родкина // Москва: Наука, 1983, 190 с.
5. Карцев А.А., Вагин С.Ю., Басков Е.А., Палеогидрогеология /А.А.Карцев, С.Ю. Вагин, Е.А. Басков // Москва: Недра, 1969, 150 с.
6. Кирюхин В.А., Толстихин Н.И. Региональная гидрогеология/ В.А. Кирюхин, Н.И. Толстихин// Москва: Недра, 1987, 382 с.
7. Шварцев С.Л. Взаимодействие воды с алюмосиликатными горными породами / С.Л. Шварцев // Геология и геофизика. -1991. - № 12. -С. 16-50.
8. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология / С.Л.Шварцев// Москва: Недра, 1996, 423 с.

9. Шишкина О.В. Геохимия морских и океанических иловых вод / О.В. Шишкина // Москва: Наука, 1972, 228 с.

© Я.В. Садыкова, 2011

УДК 553.98:556.3 (574.11)

А.Ф. Сухорукова, Д.А. Новиков

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ ПРИУРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

В работе приводятся сведения о гидрогеологических особенностях северных районов Приуральской нефтегазоносной области (Западно-Сибирский мегабассейн). На основе данных бурения и испытания 40 геологоразведочных площадей установлено три типа гидрогеологического разреза, различающиеся характером распространения водоносных и водоупорных горизонтов. Впервые составлена детальная гидрогеолого-стратификационная схема осадочного чехла изучаемого региона.

A.F. Sukhorukova, Dm.A. Novikov

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

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

HYDROGEOLOGICAL STRATIFICATION OF PRIURAL OIL-AND-GAS REGION

The information about hydrogeological characteristics of northern Priural oil and gas region (Western Siberia megabasin) provides in this paper. It was based three types of hydro-cut on data from drilling and testing of 40 exploration areas are, distinguishing the nature of the spread of water-resistant and water-bearing horizons. For the first time compiled a detailed hydrogeological stratification scheme of the sedimentary cover of the study region.

Гидрогеологическая стратификация (совместно с районированием) лежит в основе любых гидрогеологических исследований. В Западно-Сибирском мегабассейне эту проблему с разных точек зрения освещали в своих работах М.К. Кучин, М.С. Гуревич, О.В. Равдоникас, Б.Ф. Маврицкий, А.А. Розин, В.Б. Торгованова, Н.М. Кругликов, С.Г. Бейром, Ю.К. Смоленцев, В.В. Нелюбин, Б.П. Ставицкий, А.А. Карцев, В.М. Матусевич, П.А. Удодов, А.Д. Назаров, Ю.П. Гаттенбергер, В.Н. Корценштейн, Н.Ф. Чистякова и другие.

Авторы придерживаются литолого-стратиграфического принципа гидрогеологического расчленения разреза, при котором учитываются как собственно литологические особенности горных пород соответственно и их фильтрационные свойства), так и гидродинамические, а также в определенной степени гидрогеохимические особенности подземных вод. При расчленении разрезов рыхлых и слабо сцементированных осадочных пород, представляющих пластовые поровые или порово-трещинные коллекторы подземных вод, вполне

приемлемы наиболее распространенные гидрогеологические подразделения: водоносный горизонт, водоносный комплекс и гидрогеологический этаж. В настоящей работе рассматривается гидрогеологическая стратификация исследуемого района с позиций выделения водоносных комплексов, не проводя на данном этапе более детального расчленения разреза на водоносные горизонты.

В Западно-Сибирском артезианском бассейне региональными водоупорными толщами являются отложения нижнеолигоцен-туронского возраста, выраженные в основном глинами, аргиллитами и алевролитами, а также породы валанжина и верхней юры. Региональные водоупорные толщи делят разрез Западно-Сибирского бассейна на два гидрогеологических этажа (сверху вниз): 1) верхний – четвертичных и неоген-олигоценовых отложений и 2) нижний – меловых, юрских отложений и образований палеозойского фундамента. Каждый гидрогеологический этаж подразделяется на несколько водоносных комплексов.

Опираясь на принятую гидрогеологическую стратификацию Западно-Сибирского мегабассейна [1-5] и имеющиеся фактические данные по этой территории в пределах нижнего гидрогеологического этажа можно выделить пять гидрогеологических комплексов (сверху – вниз): апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский и палеозойский. Все выделенные комплексы сложены преимущественно проницаемыми песчано-алевролитовыми породами, которые разделяются аргиллито-глинистыми водоупорами и которые повсеместно залегают с угловым или стратиграфическим несогласием на образованиях палеозойского фундамента разной степени метаморфизации, преимущественно представленного изверженными и метаморфическими кристаллическими породами кислого и среднего состава. От зоны активного водообмена (гипергенеза) вышеперечисленные комплексы изолированы надежным, выдержанным по простиранию турон-олигоценовым водоупором, экранирующей свойства которого нарушаются лишь в прибортовых частях бассейна за счет его опесчанивания.

На основе результатов бурения в пределах северных районов Приуральской НГО впервые была составлена гидрогеолого-стратификационная схема (рис. 1). По результатам изучения особенностей геологического строения отдельных структур и площадей были выделены три основных типа разреза. Следует отметить, что на всех изученных площадях в полном объеме присутствует лишь апт-альб-сеноманский комплекс.

В пределах изучаемого района региональный турон-олигоценовый водоупор распространен повсеместно, его выклинивание отмечается на северо-западе территории. Он представлен отложениями ганькинской свиты – известковыми глинами, иногда глауконитовыми мощностью от 25 до 160 м; березовской свиты – слабоалевритистыми глинами и опоками с прослоями глин монтмориллонитового состава мощностью от 40 до 270 м; кузнецовской свиты – глинами с зернами глауконита, с прослоями песков и алевроитов в основании свиты (мощностью 7-100 м).

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс представлен уватской, ханты-мансийской и викуловской свитами, распространенных повсеместно [6]. Отложения уватской свиты сложены водопроницаемыми породами – алевролитами и уплотненными песками, мощностью от 50 до 310 м. Ханты-мансийская свита представлена глинами с пачкой алевролитов и песков (мощность водопроницаемых пород составляет 20-70 м, а мощность свиты в целом от 100 до 250 м). Алевролиты и уплотненные пески (водопроницаемый горизонт) викуловской свиты имеют мощность от 120 до 210 м.

В пределах неокомского водоносного комплекса повсеместно распространены кошайская (маломощная 30-45 м) свита (толща водонепроницаемых аргиллитоподобных глин) и породы леушинской свиты представленные 4 пачками – переслаиванием алевролитов с прослоями песчаников и аргиллитоподобных глин, мощность проницаемых 2 и 4 пачек 30-60 м и 20-150 м соответственно. Широкое, но не повсеместное распространение получили отложения алясовской и тутлеймской (верхняя подсвита) свит, представленных аргиллитоподобными глинами общей мощностью до 400 м. В юго-западной части территории (Мало-Сосьвинская, Вольинская и Ляпинская площади) – II тип гидрогеологического разреза развиты одновозрастные улансынская и харасоимская представленные аргиллитоподобными и алевритистыми глинами мощностью до 200 м.

Отложения верхнеюрского водоносного комплекса развиты не на всей территории и представлены даниловской свитой, которая в верхней части сложена глинами и чередованием конгломератов, гравелитов, глауконитовых песчаников и органогенно-обломочных известняков в нижней (вогулкинская толща). Отложения верхней подсвиты отсутствуют в пределах I типа гидрогеологического разреза. Широко распространена водопроницаемая вогулкинская толща.

Нижне-среднеюрский водоносный комплекс характеризуется сложным строением и приурочен к отложениям тюменской свиты. На ряде площадей нефтегазоводоносные пласты гидравлически объединяются в единую водонапорную систему с пластами верхнеюрского и неокомского комплексов в присводовых частях локальных поднятий палеозойского фундамента, например, на Чуэльском газовом месторождении. Общая мощность отложений варьирует в значительных пределах и составляет от 0 до 250 м.

Палеозойский водоносный комплекс распространен повсеместно. Однако водоносность комплекса носит локальный характер и связана с зонами тектонических нарушений в фундаменте и отложениями его коры выветривания. Отметки кровли комплекса на изученных площадях изменяются от 600 до 2800 м. Воды находятся в непосредственной гидравлической связи с водами осадочного чехла.

объеме неокомского комплексов. Для подтипа Iб (площади Маяхт-Асская, Шоганская, Деминская, Макаркинская, Устремская и Северо-Алясовская) отмечается выпадение из разреза отложений ниже-среднеюрского и низов неокомского комплексов, при этом присутствуют водопроницаемые породы вогулкинской толщи. Для разреза Березовской, Похромской и Неремовской площадей (подтип Iв) характерен размыв глинистых отложений верхней подсвиты даниловской свиты и отсутствие отложений ниже-среднеюрского комплекса.

Тип разреза (II) развит северо-западнее. Здесь полностью в разрезе выпадает лишь ниже-среднеюрский комплекс.

Третий тип разреза (III) наиболее широко распространен на изучаемой территории, палеозойский фундамент здесь залегает на больших (от 1690 до 2790 м), по сравнению с первыми двумя типами разреза глубинах. Представляется возможным подразделить его на три подтипа. Подтип (IIIа) характеризуется выпадением из разреза средней и нижней подсвит тюменской свиты. Второй подтип (IIIб) характеризуется выпадением из разреза песчаников нижней подсвиты тюменской свиты. Подтип (IIIв), в который входят Пунгинская, Казымская, Северо-Казымская, Перегребнинская и Чуэльская площади отличаются максимально полным вскрытым разрезом тюменской свиты, определяющей особенности ниже-среднеюрского водоносного комплекса.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 10-05-00442) и гранта Лаврентьевского конкурса молодежных проектов СО РАН.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кругликов Н.М. Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна [Текст] / Н.М. Кругликов - Л.: Недра, 1964.- 165 с.
2. Гидрогеология СССР. Т. XVI. Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области) [Текст] - М.: Недра, 1970.- 368 с.
3. Розин А.А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование [Текст] / А.А. Розин – Новосибирск: Наука, 1977.- 102 с.
4. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Особенности формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / Н.М. Кругликов, В.В. Нелюбин, О.Н. Яковлев – М.: Наука, 1982.- 301 с.
5. Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна [Текст] / В.М. Матусевич, А.В. Рыльков, И.Н. Ушатинский – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. - 225 с.
6. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири [Текст] – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003.-114 с.

УДК 550.36 (571.5)

А.А. Кох

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ГЕОТЕРМИЧЕСКОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ХАТАНГСКОГО АРТЕЗИАНСКОГО БАСЕЙНА

Геотермические условия недр являются одним из основных факторов, определяющих течение процессов преобразования ОВ, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей УВ. В восточной части Хатангского артезианского бассейна (ХАБ) выявлено около 30 месторождений нефти и газа. Восточная часть ХАБ имеет дифференцированно построенное геотермическое поле.

A.A. Kokh

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

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

GEOHERMAL ZONALITY OF EAST PART HATANGSKI ARTESIAN BASIN

Geothermal condition of depths is one of the main factors which determine the processes of transformation organic matter, oil and gas evolution, maturation and conservation hydrocarbon accumulations. In east part of Hatangski artesian basin about 30 oil-and-gas fields are opened. And its geothermal area is differentially built.

Геотермические условия недр являются одним из основных факторов, определяющих течение процессов преобразования ОВ, газо- и нефтеобразования, формирования и сохранения залежей УВ, контролирующих растворимость УВ в воде, фазовые переходы в углеводородных системах и т.д. (Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985; Курчиков, Ставицкий, 1987; Дьяконов, 1958).

В восточной части Хатангского артезианского бассейна (ХАБ) выявлено около 30 месторождений нефти и газа. Нефтегазопроявления различной интенсивности отмечаются по всему разрезу – от четвертичных отложений до пород пермо-триасового возраста включительно. В настоящее время к изучаемой территории возрастает интерес крупных недропользователей и органов государственной власти, как к потенциальному объекту наращивания ресурсов углеводородов.

В рамках настоящего исследования впервые были обобщены все имеющиеся геотермические материалы (опубликованные и фондовые). При формировании базы данных геотермических параметров была проведена работа по разбраковке данных, оцифрованы термометрии разного качества по 16-и глубоким скважинам, проведена их интерпретация с разбивкой по

стратиграфическим уровням, рассчитаны геотермические параметры, проанализировано 29 точечных замеров температур.

Огромное влияние на температурный режим осадочных пород и залежей углеводородов оказывает особый объект – криолитозона. Установлено, что мощность многолетнемерзлых пород (ММП) варьирует от 400 до 700 м и более (на Владимирской площади до 800 м). Вследствие частой изрезанности рельефа гидросетью, а также прямого взаимодействия вод моря Лаптевых и границы суши изучаемого объекта, толща ММП имеет сложное строение.

Восточная часть ХАБ имеет дифференцированно построенное геотермическое поле. Проведен детальный анализ распределения геотермических параметров с глубиной, он показал, что значения пластовых температур хорошо вписываются в степенную и линейную функции с коэффициентом корреляции 0,93 и 0,89 соответственно.

Выявлено четыре геотермических типа разреза, характеризующиеся разным распределением пластовых температур в пределах геологического разреза вскрытого бурением (табл. 1, рис. 1). Три из них связаны с региональной зоной разломов и с положительными тектоническими структурами, главным образом, I и II-ого порядка (Балахнинский и Рассохинский наклонные мегавалы). Четвертая зона включает положительные, отрицательные тектонические структуры, а также промежуточные элементы (Восточно-Сибирская мегамоноклиза, Южно-Таймырская мегамоноклиналь) (рис. 2).

Таблица 1 Геотермические зоны Хатангского артезианского бассейна

Тип зависимости	Средний геотермический градиент выделенной области по точечным замерам, °C/100м	Средний геотермический градиент площадей по термометриям и точечным замерам, °C/100м	
I	3,3	Джангодская	2,5
		Рассохинская	2,3
		Тундровая	2,4
		Средне-Пясинская	2,4
II	3,5	Волочанская	2,1
		Новая	2,74
III	2,7	Западно-Кубалахская	1,75
		Восточно-Кубалахская	2,1
		Балахнинская	2,69
		Логатская	2,7
		Владимирская	2,99
IV	1,65	Костроминская	1,43
		Улаханская	1,15
		Южно-Суолемская	2,18
		Южно-Тигянская	2,19

Сравнительный анализ точечных замеров пластовых температур с термометриями установил, что первые имеют более высокие значения для I и II-ой зон, и совпадают для площадей III геотермической зоны. Более низкий градиент третьей зоны (2,7 °C/100м) может быть связан с влиянием толщи

ММП. Четвертая зависимость характеризует зону пониженных градиентов ($1,65^{\circ}\text{C}/100\text{м}$), характерных для осадочного чехла прилегающих районов Сибирской платформы и прибортовой зоны мезо-кайнозойского чехла ХАБ. Пятая зона выделена как промежуточная и носит переходный характер между выделенными типами геотермического разреза I, II, III и IV с соответствующими характеристиками геотермического разреза (рис. 2).

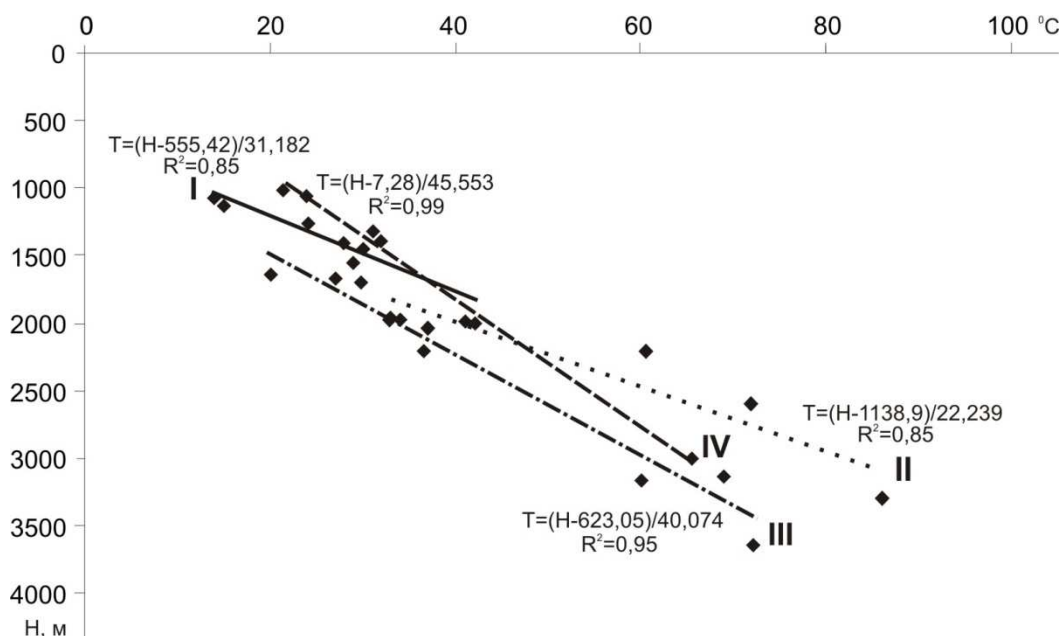


Рис. 1. Типы вертикальной гидрогеотермической зональности в пределах Хатангского артезианского бассейна

При составлении карты геотермического районирования ХАБ мы воспользовались картой геотермических градиентов Вожова В.И. (1987). На ней прослеживается неоднородность геотемпературного поля, в общих чертах которое соответствует основным надпорядковым структурам. Положительные аномалии с величиной геотермического градиента больше $2^{\circ}\text{C}/100\text{м}$ обусловлены конвективным теплопереносом по раздробленным и трещиноватым зонам разрывных нарушений осадочного чехла и фундамента.

С учетом точечных замеров для Южно-Суолемской и Южно-Тигянской площадей, расположенных на территории Восточной Сибири и карты геотемпературного поля Сибирской платформы была выделена локальная зона VI (вокруг этих площадей) – со средним геотермическим градиентом больше $2^{\circ}\text{C}/100\text{м}$. Ближе к Анабарскому щиту можно выделить VII зону с уменьшающимся геотермическим градиентом к Анабарскому щиту. Зона с геотермическими градиентами $1,5 - 2^{\circ}\text{C}/100\text{м}$ объединим с зоной IV. Для более дробного районирования необходимо больше информации, чем ее есть на сегодняшний день.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 10-05-00442) и гранта Лаврентьевского конкурса молодежных проектов СО РАН.

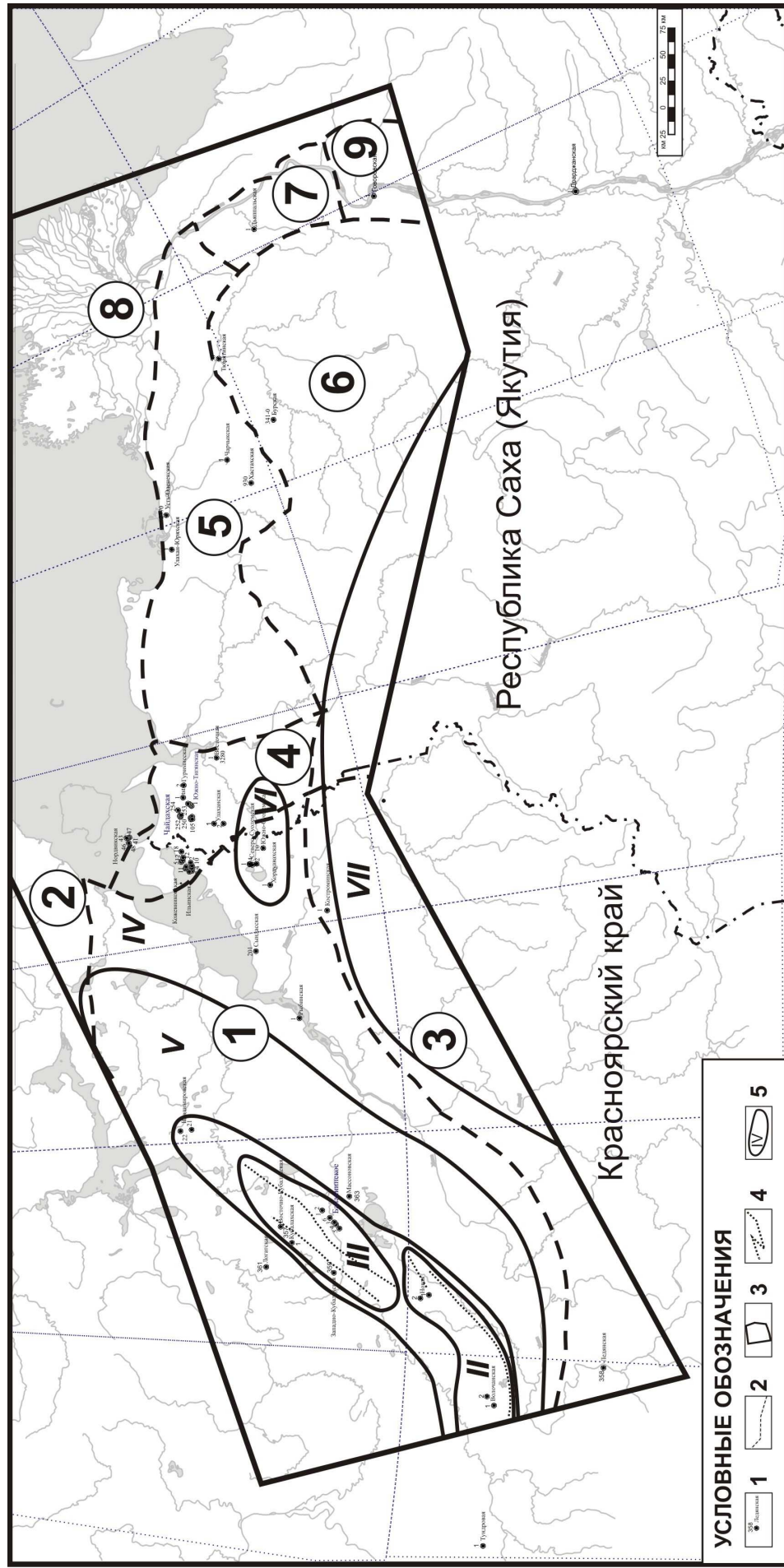


Рис. 2. Схема геотермического районирования восточных районов Хатангского артезианского бассейна:

Условные обозначения: 1 – номер скважины, название площади; 2 – административные границы; 3 – район исследования; 4 – разломы; 5 – геотермические зоны. Крупные тектонические элементы: 1 - Енисей-Хатангский региональный прогиб, 2 - Южно-Таймырская складчатая область, 3 - северный склон Курейской синеклизы, 4 - Анабаро-Хатангская седловина, 5 - Лено-Анабарский прогиб, 6 - Оленекское поднятие, 7 - Атырканская седловина, 8 - Верхоянская складчатая область, 9 - Предверхоянский прогиб

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Богомолов, Г.В. Гидродинамика и геотермия нефтяных структур [Текст] / В.С. Богомолов – М.: Наука и техника. – 1975. – С. 240.
2. Дьяконов, Д.И. Геотермия в нефтяной геологии [Текст] / Д.И. Дьяконов - М: Гостоптехиздат. – 1958. – С. 277.
3. Зимин, Ю.Г., Конторович, А.Э., Швыдкова, Л.И. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [Текст] / Ю.Г. Зимин, А.Э. Конторович, Л.И. Швыдкова // Геология и геофизика. - 1967. - №5. - С. 3-18.
4. Ильина, Е.В., Ходькова, И.А. Значение геотермических показателей для нефтепоисковой гидрогеологии [Текст] / Е.В. Ильина, И.А. Ходькова // В кн.: Нефтепоисковые гидрогеологические критерии - Л.: Недра, Труды ВНИГРИ. – 1969. - С. 48-69.
5. Курчиков, А.Р., Ставицкий, Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.П. Ставицкий - М.: Недра. - 1987. - С. 215.

© А.А. Кох, 2011

УДК 553.981/982(571/1)

В.А. Казаненков, М.Н. Шапорина

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

РЕГИОНАЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНА СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ ОБЛАСТЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ И ОСОБЕННОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ В НИХ ЗАЛЕЖЕЙ И РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Главные запасы углеводородов в северных и арктических областях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выявлены в апт-альб-сеноманском продуктивном комплексе. В работе приведено описание геологического строения региональных резервуаров апт-альб-сеномана и показаны особенности распространения в них залежей и ресурсов углеводородов на территории, охватывающей Южно-Карскую нефтегазоносную область на севере и северные районы Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей на юге.

V.A. Kazanenkov, M.N. Shaporina

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

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

APTIAN-ALBIAN-CENOMANIAN REGIONAL RESERVOIRS IN THE NORTHERN AND ARCTIC AREAS OF THE WEST SIBERIAN PETROLEUM PROVINCE AND THE SPECIFICITY OF LOCALIZATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS AND RESOURCES CONTAINED THEREIN

Major hydrocarbon reserves in the northern and Arctic areas of the West Siberian petroleum province are located in the Aptian-Albian-Cenomanian producing complex. The paper describes the geological structure of the Aptian-Albian-Cenomanian regional reservoirs and provides specific features of the distribution of accumulations and hydrocarbon resources contained in the area comprising the South-Kara oil-and-gas- bearing areas in the north, and northern parts of the Nadym-Pur and Pur-Taz oil-and-gas- bearing areas in the south.

В северных и арктических областях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП) промышленные залежи нефти и газа связаны с отложениями широкого стратиграфического диапазона – от зоны контакта фундамента с осадочным чехлом (Новопортовское месторождение) до газсалинской пачки турона (Заполярье, Южно-Русское, Южно-Мессояхское и др. месторождения). Кроме этого залежи газа выявлены и в более молодых отложениях верхнего мела и даже палеогена /Агалаков, 1992/. Однако, как хорошо известно,

основные запасы преимущественно газа и газоконденсата здесь открыты в апт-альб-сеноманском продуктивном комплексе.

Песчано-алевритовые отложения апт-альб-сеномана Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ) составляют проницаемый комплекс одноименного мегарезервуара /Конторович, Нестеров, Салманов и др., 1975; Нефтегазоносные бассейны..., 1994/. Этот проницаемый комплекс перекрыт сложно построенным верхний мел – палеогеновым мегарегиональным флюидоупором (рис. 1). Он представлен преимущественно глинистыми отложениями турон-маастрихта и палеоцен – олигоцена, которые сформировались в главном образом в морских обстановках. Их общая толщина меняется от 500 м на мегасводах и мегавалах до 1 500 м в мегавпадинах.

В составе апт-альб-сеноманского проницаемого мегакомплекса в западной части территории выделяется два региональных резервуара – средне-верхнеаптский и альб-сеноманский, разделенные глинистой толщей нижнего и среднего альба яронгской свиты (рис. 1). В восточном направлении этот флюидоупор теряет свои экранирующие свойства из-за существенного увеличения количества песчано-алевритового материала в его составе. Поэтому в Надым – Пур – Тазовском междуречье отложения апт-альб-сеномана представляют собой единый проницаемый мегакомплекс с продуктивными пластами ПК₁₋₂₄, которые выделяются в разрезе покурской свиты. Еще восточнее, в Таз – Енисейском междуречье и в восточной части Гыданского полуострова вновь выделяется два региональных резервуара, которые (условно) разделены зонально распространенными пачками глин верхней части яковлевской свиты.

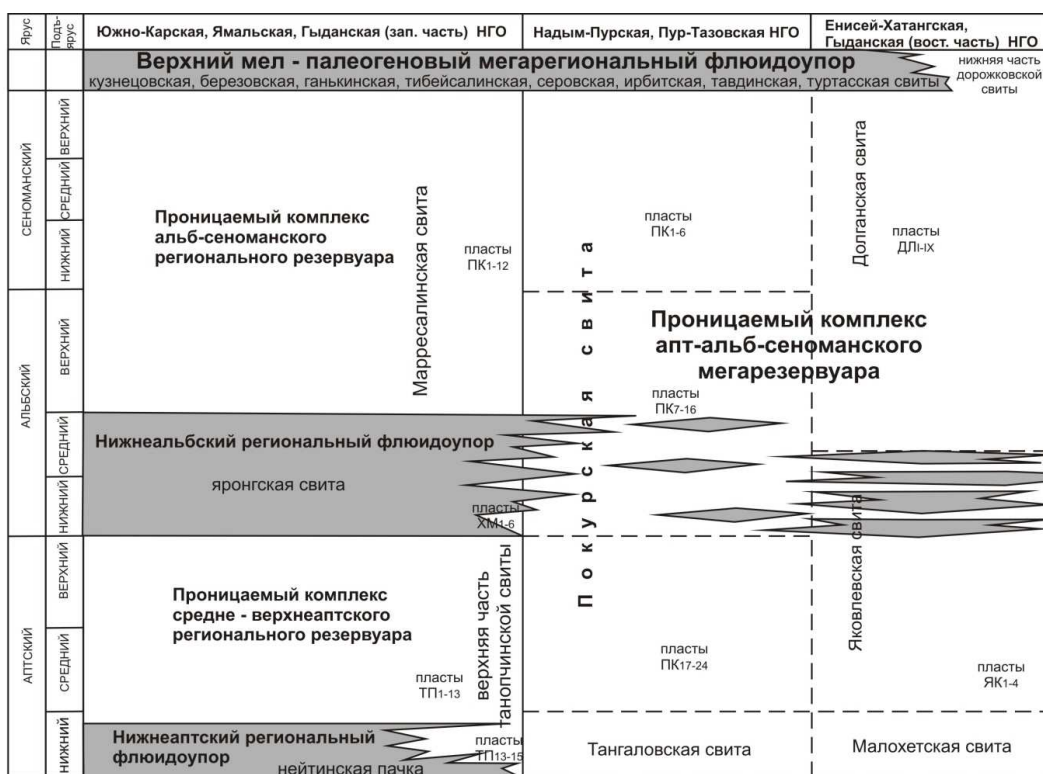


Рис. 1. Принципиальная схема строения апт-альб-сеноманского мегарезервуара в северных и арктических областях Западно-Сибирской НГП

На территории Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (НГО), проницаемый комплекс средне-верхнеаптского резервуара представлен верхней частью таноппинской свиты с продуктивными пластами ТП1-ТП13. Разрез сложен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, глин, с различными литологическими замещениями и внутриформационными размывами. Для разреза характерно наличие редких пластов углей, обилие растительного детрита и обломков древесины. Эти отложения сформировались в области прибрежной равнины, периодически заливавшейся морем. Их общая мощность в Южно-Карской НГО составляет порядка 300-400 м, в Ямальской НГО изменяется от 100 до 600 м, а к востоку, в Гыданской НГО, не превышает 450 м.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов среднего-верхнего апта на глубинах их залегания от 1500 м (Северо-Соленинское месторождение) в западной части Енисей-Хатангской НГО до 2500 м (Малыгинское месторождение) Ямальской НГО сохраняют высокие значения: открытую пористость 20-26%, проницаемость многие десятки – первые сотни 10^{-3} мкм².

В Южно-Карской НГО в резервуаре среднего-верхнего апта на глубинах 1900 – 2320 м выявлено 8 крупных по запасам газоконденсата залежей. Одна залежь на Ленинградском и семь на Русановском месторождениях.

На территории Ямальской НГО в резервуаре среднего-верхнего апта на 18 месторождениях открыто 138 залежей углеводородов, из них по количеству значительно преобладают газоконденсатные (93 зал.). Основные запасы газа (порядка 80% от суммы, содержащихся в резервуаре среднего-верхнего апта Ямальской НГО) сконцентрированы на четырех месторождениях: Бованенковском, Харасавэйском, Северо- и Южно-Тамбейском. Залежи с нефтью приурочены к нижним пластам резервуара, и все они выявлены на Западно-Тамбейском месторождении.

В Гыданской НГО в продуктивных пластах ТП₁₋₁₅ среднего-верхнего апта на 11 месторождениях открыто 64 залежи газа и 1 газоконденсата. Наиболее крупные скопления газа выявлены на Минховском, Салмановском (Утреннее) и Северо-Парусовом месторождениях.

В восточных частях Гыданской и Пур-Тазовской НГО и западной части Енисей-Хатангской НГО проницаемая часть средне-верхнеаптского резервуара представлена пластами алевролитов Як₁–Як₄ яковлевской свиты. Флюидоупором для залежей в этих пластах служат зонально распространенные пачки глин верхней части этой же свиты. Основные запасы углеводородов в продуктивных пластах этого резервуара выявлены в Ванкорско-Сузунской нефтегазоносной зоне Пур-Тазовской НГО. Севернее, в западной части Енисей-Хатангской НГО, выявлено только 6 мелких по запасам залежей газа. Пять из них открыто на Северо-Соленинском и одна на Южно-Соленинском месторождениях. В восточной части Гыданской НГО к настоящему времени залежей углеводородов в отложениях среднего-верхнего апта не выявлено.

Выполненный анализ материалов по фазовому составу углеводородов подтвердил, что в пластах среднего и верхнего апта содержатся преимущественно газоконденсатные залежи. При этом содержание конденсата

от верхних залежей к нижним увеличивается. Ранее об этом в своих публикациях указывали А.Э. Конторович с соавторами /1975/ и др. Наиболее крупные по запасам залежи закономерно приурочены к его верхней части. Исключением являются Геофизическое и Минховское месторождения Гыданской НГО, на которых наиболее крупные скопления газа и газоконденсата сформировались в нижних пластах резервуара.

Выше по разрезу залегает проницаемый комплекс верхний альб-сеноманского регионального резервуара, который в Южно-Карской, Ямальской и западной части Гыданской НГО представлен марресалинской свитой (рис. 1).

В акватории Карского моря этот комплекс толщиной 400-800 м сложен в верхней части алеврито-песчаными породами, а в нижней части переслаиванием алеврито-глинистых и алеврито-песчаных пачек.

В Ямальской НГО, проницаемый комплекс альб-сеноманского резервуара представлен алевритами, уплотненными песками и сероцветными песчаниками с прослоями и линзами буровато-серых алевритовых глин, мощностью от 300 м на юге до 850 м на севере. Количество песчаного материала в резервуаре возрастает с юга на север. Песчаные пласты в разрезе альб-сеноманского проницаемого комплекса индексируются как ПК₁-ПК₁₂. В районах замещения глинистых разностей пород яронгской свиты на песчаники в ее составе появляются пласты ХМ₁-ХМ₆.

Терригенная толща осадков марресалинской свиты формировалась как континентальных, так и мелководно-морских обстановках. Количество морских прослоев в отложениях увеличивается вверх по разрезу. Постепенная смена континентальных отложений мелководными отложениями солоновато-водного бассейна предшествовала региональной туронской трансгрессии, во время которой сформировалась глинистая толща кузнецовской свиты.

В Гыданской НГО альб-сеноманский проницаемый комплекс включает в себя марресалинскую и долганскую свиты (рис. 1). Марресалинская свита (пласты ПК₁₋₁₂) выделяется в западных районах, а долганская свита с группой пластов ДЛ в восточных. В разрезе альб-сеноманской толщи, вскрытой скважинами на полуострове Гыдан, наблюдается весь фациальный набор отложений: от прибрежно-морских до континентальных.

Продуктивные пласты альб-сеномана имеют очень хорошие коллекторские свойства: открытую пористость от 25 до 34%, проницаемость от многих сотен $\times 10^{-3}$ мкм² до 1-2 мкм² в рыхлых разностях.

В целом, для отложений альб-сеноманского проницаемого комплекса характерно сложное литологическое строение. Песчано-алевритовые и глинистые толщи неравномерно переслаиваются и чередуются в разрезе, в связи с чем, выделенные в нем пласты не прослеживаются на большие расстояния и резко изменчивы по строению. Это способствует хорошей гидродинамической связи песчано-алевритовых пластов по разрезу и, как следствие, концентрации основных скоплений газа в кровле комплекса. В то же время на ряде структур, в их сводовых частях, внутри проницаемого комплекса альб-сеноманского резервуара выявлены отдельные мелкие залежи газа, контролируемые небольшими по площади глинистыми покрывками.

В пределах Южно-Карской НГО к настоящему времени все ресурсы газа в альб-сеноманских отложениях выявлены только на Ленинградском месторождении, а отсутствие в них залежей углеводородов на Русановском месторождении, возможно, связано с его недостаточной разведанностью. На территории Ямальской НГО в этих отложениях открыты преимущественно газовые залежи на Бованенковском, Западно-Тамбейском, Крузенштернском, Малыгинском, Северо-Тамбейском, Тасийском и др. месторождениях. В Гыданской НГО на Антипаютинском, Геофизическом, Салмановском (Утреннее), Минховском, Тота-Яхинском и др. месторождениях. В Енисей-Хатангской НГО средняя по запасам залежь на Мессояхском месторождении. Кроме этого в Гыданской НГО в пластах ПК₁₋₃ на Западно- и Восточно-Мессояхском месторождении выявлены уникальные по запасам залежи нефти.

В Надым–Пур–Тазовском междуречье проницаемый комплекс апт-альб-сеномана представлен песчано-глинистой толщей покурской свиты (рис. 1), осадки которой накапливались в континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных условиях /Конторович, Нестеров, Салманов и др., 1975 и др./.

В разрезе свиты практически отсутствуют сколько-нибудь выдержанные реперные горизонты. Поэтому их отсутствие и резко выраженное неоднородное строение разреза создают определенные сложности в проведении корреляции отложений покурской свиты не только на территории всего Надым-Пур-Тазовского междуречья, но и в пределах одного месторождения.

Главными закономерностями строения апт-альб-сеноманской песчано-глинистой толщи в Надым-Пур-Тазовском междуречье являются максимально высокая песчанистость и угленасыщенность разреза. В среднем на разведанных месторождениях количество песчано-алевролитовых пород от общей толщины составляет 70-75 %. Здесь в коллекторах месторождений отмечаются максимальные значения открытой пористости (28-35 %). Фоновая проницаемость в собственно сеноманской части разреза нередко достигает 1-1,5 мкм². В соответствии с высокими ФЕС находятся и величины притоков пластовых флюидов, составляющие по газу 400-1000 тыс. м³/сут (абсолютно свободные притоки - нередко до 1,5-2,0 млн. м³/сут).

Главные ресурсы углеводородов в апт-альб-сеноманском резервуаре Надым-Пур-Тазовского междуречья сосредоточены в отложениях сеномана (пласт ПК₁) под мегарегиональным турон-палеогеновым флюидоупором. С этим продуктивным пластом связаны гигантские залежи газа на Уренгойском, Ямбургском, Медвежьем, Заполярном и других месторождениях.

Работа выполнена при поддержке НИИ-6244.2010.5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Агалаков, С.Е., Бакуев, О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1992. - № 11. - С. 25-28.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М. - Недра. – 1975. - 680 с.

3. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А. А. Трофимук и др. – Новосибирск.- ОИГГиМ СО РАН. - 1994. – 201 с.

© В.А. Казаненков, М.Н. Шапорина, 2011

УДК 553.981/982(571.5)0.44

Е.В. Борисов, Е.В. Пономарева

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕ-ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

В работе рассматриваются перспективы нефтегазоносности юрских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и прилегающих территорий Западно-Сибирской плиты. Авторами был проведен комплексный анализ геолого-геофизических материалов с использованием новых данных, на основе которого выделены перспективные зоны для поисков углеводородов в верхне- и среднеюрском нефтегазоносных комплексах.

E.V. Borisov, E.V. Ponomareva

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

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

PROSPECTS FOR OIL AND GAS MEDIUM-UPPER JURASSIC DEPOSITS OF THE WESTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL TROUGH

The paper addresses prospects of petroleum potential of the Jurassic deposits in the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough and the adjacent areas of West Siberian plate. Comprehensive analysis of the geological and geophysical information with the use of updates, which served as the basis for identification of promising areas for hydrocarbons exploration in the Upper and Middle Jurassic petroleum complexes was conducted.

Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП) представляет собой крупную вытянутую депрессию простирающуюся в субширотном направлении от низовьев р. Енисей на западе до Хатангского залива на востоке и разделяющую Сибирскую платформу и Таймырскую покровно-складчатую область. Границы прогиба с соседними структурами проводятся по выклиниванию слагающих его тело отложений юрско-мелового возраста. В западном направлении прогиб раскрывается и сливается с чехлом Западно-Сибирской плиты.

Под западной частью ЕХРП авторами рассматривается территория от Мессояхской наклонной гряды на юге до Предтаймырской мегамоноклизы на севере, включающая сопредельные районы Западно-Сибирской плиты. На востоке территория исследования ограничивается западной оконечностью Рассохинского наклонного мегавала в районе Рассохинской площади. В

административном отношении рассматриваемый район находится на севере Красноярского края и северо-восточной части Ямало-Ненецкого АО (рис. 1).

Нефтегазоносность этой территории была доказана в 1965 году с открытием Нижнехетского газового месторождения в верхней юре. В дальнейшем, с открытием новых месторождений в мелу, акцент в поисковых работах был смещен на меловые отложения прогиба, в результате чего юрская часть разреза была изучена в значительно меньшей степени. Тем не менее, газоносность этих отложений на западе прогиба была так же подтверждена в пределах Хабейского и Зимнего (средняя юра) газовых месторождений. Кроме того, нефтегазопроявления в юрском разрезе были отмечены ещё на 14 площадях (рис. 1).

На изучаемой территории отложения юры представлены в полном объеме, исключение составляют сводовые части Усть-Портовского мегавыступа, где полностью или частично размыта верхняя юра (Зимняя, Семёновская, Мессояхская площади и др.) и территория Малохетского мезовыступа, где отсутствуют низы нижней юры (Точинская, Суходудиская, Долганская и др.). К бортам прогиба юрские отложения постепенно выклиниваются, вплоть до полного выпадения из разреза (Медвежья, Хабейская и др.). Основанием юрским породам служат породы триаса, палеозоя и протерозоя, вскрытые только в пределах Мессояхской наклонной гряды.

По результатам проведенных исследований в составе юрских отложений западной части ЕХРП выделяется два основных комплекса, характеризующихся сходными чертами строения слагающих их отложений: верхнеюрский и нижне-среднеюрский.

Нижне-среднеюрский комплекс распространен повсеместно и имеет в целом одинаковое строение на всей территории исследования, представляя собой четко выраженное чередование свит преимущественно глинистого и песчано-алевролитового составов. Всего в составе нижне-среднеюрского комплекса, согласно региональной стратиграфической схеме юры Западной Сибири /Решения..., 2004/, выделяется девять свит, пять из которых относятся к нижней юре и четыре к средней. В нижней юре это (снизу вверх): *зимняя* (геттанг–низы верхнего плинсбаха), *левинская* (средняя часть верхнего плинсбаха), *шараповская* (верхняя часть верхнего плинсбаха), *китербютская* (низы нижнего тоара) и *надояхская* (верхи нижнего тоара–низы нижнего аалена) свиты, в средней – *лайдинская* (верхняя половина нижнего – низы верхнего аалена), *вымская* (верхняя часть верхнего аалена – низы нижнего байоса), *леонтьевская* (верхи нижнего – низы верхнего байоса) и *малышевская* (низы верхнего байоса – низы верхнего бата). При этом зимняя, шараповская, надояхская, вымская и малышевская свиты являются песчано-алевролитовыми по составу. Подобное чередование плотных и проницаемых толщ, позволило выделить в нижне-среднеюрском пять отдельных нефтегазоносных резервуаров, связанных с одноименными (вышеупомянутыми) проницаемыми свитами и последовательно перекрывающимися их глинистыми флюидоупорами – левинским, китербютским, лайдинским и леонтьевским.

Верхнеюрский комплекс на данной территории представлен единственным резервуаром, который прослеживается только в юго-восточной его части (Тазо-Хетский фациальный район). Резервуар связан с распространением одноименной *сиговской* (верхи верхнего келловоя – верхняя часть кимериджа) свиты, представляющей собой группу песчаных пластов различной толщины, разделенных глинисто-алевролитовыми перемычками, выделяемую внутри мощной толщи глинистых пород верхнеюрского возраста.

Наиболее перспективным на поиски залежей углеводородов (УВ) являются малышевский и сиговский резервуары с уже доказанной газоносностью.

Малышевский резервуар. Проницаемая часть резервуара (малышевская свита) распространена на всей территории исследования, за исключением Малохетской площади, где отложения верхней и частично средней юры размыты (скв. 15). Глубины залегания кровли свиты изменяется от -400 м в пределах сводовых частей Мессояхской наклонной гряды до -4250 м в осевой части прогиба. Толщина свиты в среднем составляет 250 м. Свита представлена чередованием песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями аргиллитов. Отложения накапливались в различных условиях /Шурыгин 2000 и др./: в прибортовых и приподнятых участках западной части территории преобладали фации приливно-отливных равнин и лагун, в погруженных – фации мелкого моря.

В разрезах скважин малышевская свита характеризуется повышенной песчаностью, составляющей в среднем по разрезу 55–60 %, достигая на отдельных площадях 90–95 % (Суходудинская, Нижнехетская площади). Вглубь прогиба свита постепенно глинизируется до 30-40% песчаности, в единичных скважинах, приуроченных к депрессионным зонам (Верхнекубинская площадь), не превышая 20 %. Толщины песчаников малышевской свиты составляют в среднем 100 – 120 м, на отдельных площадях превышая 200 м (Южно-Соленинская, Ушаковская), максимальные толщины приурочены к склонам Мессояхской наклонной гряды и Рассохинского наклонного мегавала. Пористость песчаников и алевролитов изменяется от 4,5 до 23,9 % (в среднем 12-18 %). Проницаемость изменяется в широких пределах, достигая $124 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, но в большинстве случаев она менее $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Флюидоупором для проницаемых отложений малышевской свиты в северо-западной части исследуемой территории (Хатангский, Гыданский фациальные районы) служит мощная глинистая толща средне-верхнеюрского возраста – *гольчихинская свита* (верхи верхнего бата – низы берриаса). Свита сложена аргиллитами тонкоотмученными или алевритовыми, в прослоях битуминозными, накапливавшихся в морских, мелководно-морских условиях. Свита характеризуется повышенными толщинами от 100 до 850 м в осевой части прогиба и нулевой или близкой к таковой песчаностью. Порода, в большинстве случаев, непроницаема.

В зонах распространения сиговской свиты, флюидоупором для пород малышевского резервуара служит подстилающая сиговскую свиту *точинская свита* (верхи верхнего бата – нижняя часть верхнего келловоя). Исключением является лишь сводовая часть Малохетского мезовыступа, где её отложения

отсутствуют в результате предмелового размыва. Свита сложена морскими аргиллитами с прослоями алевролитов и имеет толщину от 20-30 м на Малохетском мезовыступе до 190 м на Рассохинском мегавале. Средняя толщина свиты составляет 70 м. Песчанистость свиты в большинстве случаев нулевая, проницаемость редко превышает $0,01 * 10^{-15} \text{ м}^2$.

Сиговский резервуар. Проницаемая часть резервуара (сиговская свита) на территории исследования распространена в пределах Мессояхской наклонной гряды и Предъенисейской мегамоноклизы. В сводовых частях гряды (Малохетская, Зимняя, Мессояхская и др.) отложения свиты размыты. Глубины залегания кровли свиты изменяется от -300 м в пределах сводовых частей Мессояхской наклонной гряды до -4050 м в погруженных частях прогиба. Толщина свиты в среднем составляет порядка 70 м. Песчанистость изменяется в диапазоне от первых процентов в некоторых скважинах на Соленинской и Верхнекубинской площадях до 85 % на Суходудинской площади, составляя в среднем 25–35 %. Область распространения песчаников сиговской свиты узкой полосой обрамляет границы Сибирской платформы. Толщины песчаников колеблются от нескольких до 60 – 70 м, составляя в среднем порядка 35 м. Пористость песчаников изменяется от 10,7 до 18,0 %, при средних значениях 15-16 %; проницаемость низкая и не превышает $0,6 * 10^{-15} \text{ м}^2$. Незначительное увеличение пористости и проницаемости отмечено на юго-востоке распространения свиты. Песчаники и алевролиты, преобладающие в разрезе, объединяются в группу пластов, индексируемые как СГ. Пласты разделяются между собой алевроито-глинистыми перемычками. Толщина пластов меняется от нескольких метров до 25–30 м. Свита представлена группой фаций мелководного шельфа, фациями штормовых волн и приливных течений /Шурыгин 2000 и др./.

Флюидоупором для сиговской свиты служит *яновстанская* свита (верхи кимериджа – низы берриаса), которая сложена преимущественно аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников, накапливавшихся в условиях мелководного шельфа /Шурыгин 2000 и др./. В пределах Усть-Портовского мегавыступа (Малохетская, Мессояхская, Семеновская площади) отложения свиты размыты. Толщины флюидоупора уменьшаются к своду Мессояхской наклонной гряды и в направлении Сибирской платформы (до первых десятков метров); максимальные толщины свиты (до 700 м) отмечаются на юго-восточном борту Мессояхской наклонной гряды. Песчанистость свиты равна нулю, за исключением нескольких скважин, где в верхней части свиты прослеживаются один-два маломощных песчано-алевритовых пласта. Аргиллиты и алевролиты практически не проницаемы либо имеют проницаемость менее $0,001 * 10^{-15} \text{ м}^2$ (в случае трещиноватости пород проницаемость может достигать $0,47 * 10^{-15} \text{ м}^2$).

На основе анализа и обобщения имеющейся геологической и геофизической информации авторами были выделены зоны, наиболее перспективные на поиски залежей УВ (рис. 1). В малышевском резервуаре выделяется два типа перспективных зон: зоны первого типа связаны со склонами и присводовыми частями Мессояхской наклонной гряды и восточной

части Рассохинского наклонного мегавала - они приурочены к баровым постройкам и отложениям подводных валов; второй тип связан с зонами выклинивания отложений малышевской свиты в северной части прогиба в пределах Предтаймыской мегамоноклизы - здесь можно ожидать наличие залежей углеводородов, связанных с ловушками эрозионных врезов, подобных залежи на Хабейском месторождении. Перспективные зоны сиговского резервуара связаны с юго-восточным склоном Усть-Портовского мегавыступа и склонами восточной части Рассохинского мегавала и, подобно зонам первого типа малышевского резервуара, приурочены к песчаным телам баров и подводных валов.

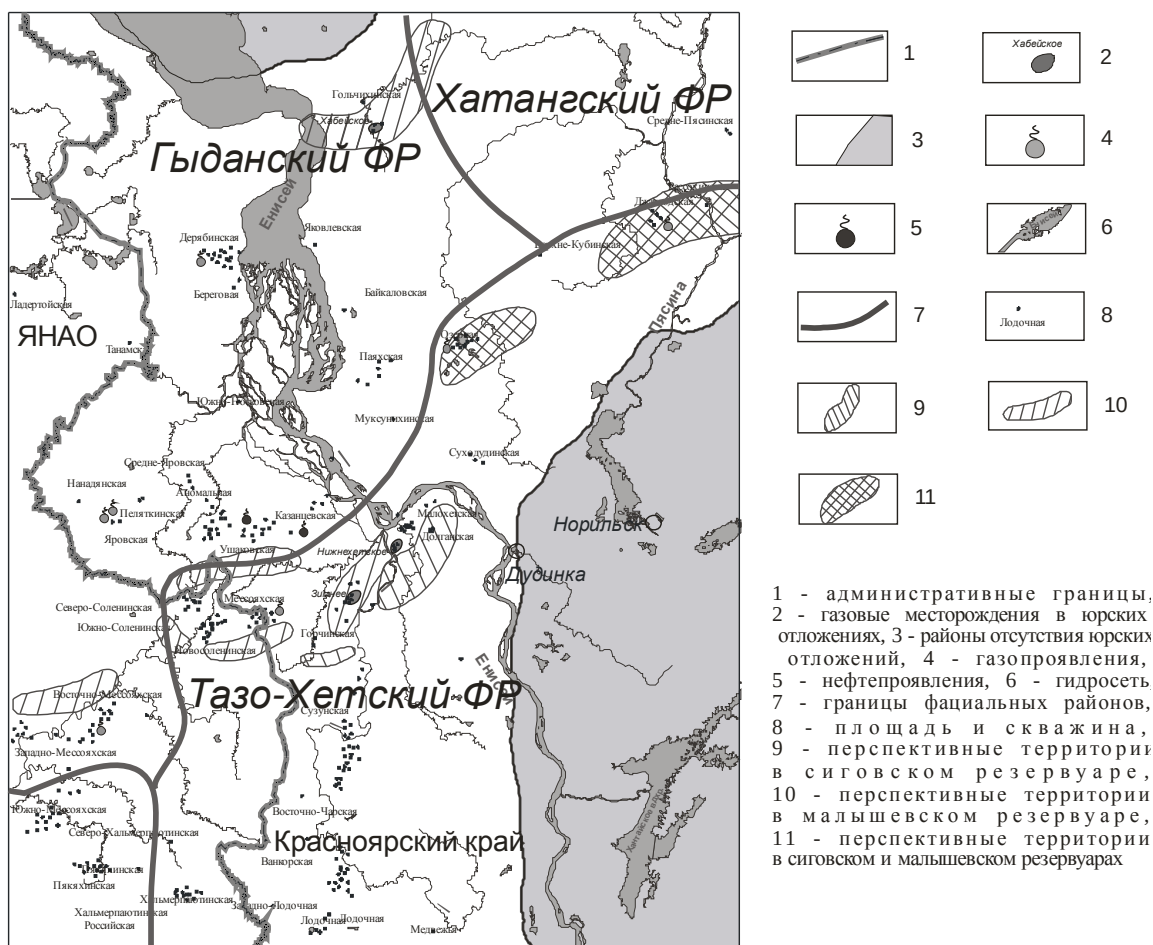


Рис. 1. Карта перспектив юрских отложений на основе фациального районирования верхнеюрских отложений

Работа выполнена при поддержке НШ-6244.2010.5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков 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. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "Гео", 2000, 480 с.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских

отложений Западной Сибири (г. Новосибирск, 2003 г.). Новосибирск:
СНИИГГиМС, 2004, 114 с.

© Е.В. Борисов, Е.В. Пономарева, 2011

УДК 522.578.061.4:551.762(571.1)

А.Ю. Нехаев

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ ПОРИСТОСТИ В ПЕСЧАНИКАХ ВЕРХНЕТЮМЕНСКОЙ ПОДСВИТЫ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В статье рассмотрен характер изменения пористости в песчаниках верхнетюменской свиты северных районов Западной Сибири.. На основе данных определений открытой пористости построены карты максимальной пористости для песчаных пластов Ю₂, Ю₂^а, Ю₂^б, Ю₃, Ю₃^а, Ю₃^б, Ю₄. Выявлены закономерности изменения пористости отдельных песчаных пластах по площади.

A.Yu. Nekhaev

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

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

THE NATURE OF POROSITY EVOLUTION IN THE UPPER TYUMEN SUBFORMATION SANDSTONES IN THE NORTH OF WEST SIBERIA

The paper considers the nature of porosity evolution in sandstones from the Upper Tyumen Sbfm in the northern areas of West Siberia. Based on the given definitions of open porosity, the maps were built for maximum porosity of sand strata Ju₂, Ju₂^a, Ju₂^b, Ju₃, Ju₃^a, Ju₃^b, Ju₄. Identified were some regularities in the evolution of porosity in individual sand strata throughout the study area.

В работе рассмотрен характер изменения пористости в песчаниках верхнетюменской свиты северных районов Западной Сибири. Проанализировано как пористость в отдельных песчаных пластах меняется по площади. Учитывалась не средняя пористость песчаного пласта, а её наиболее максимальные значения. На основе данных определений открытой пористости (материалы ОАО «Пурнефтегазгеология», «Ноябрьскнефтегазгеология», «Уренгойнефтегазгеология», «Ямалнефтегазгеология») и детальной корреляции среднеюрских отложений, позволившей четко выделить песчаные пласты [1], построены карты максимальной пористости для песчаных пластов верхнетюменской подсвиты: Ю₂, Ю₂^а, Ю₂^б, Ю₃, Ю₃^а, Ю₃^б, Ю₄. На рис. 1 приведена карта максимальных значений пористости песчаного пласта Ю₂.

Пласт Ю₂ расположен в кровле верхнетюменской подсвиты. Наиболее максимальные значения пористости в пласте (21,9 %) отмечается на самом севере территории в пределах Малыгинской площади (Малыгинская скв. 33). Чуть меньшие значения - 20,5% зафиксированы на Новопортовской

(Новопортовская скв. 175) и Восточно-Таркосалинской (Восточно-Таркосалинская скв. 913) площадях. Пористость в пределах 19,7% – 19,8 % наблюдается в пласте Ю₂ на Холмистой (Холмистая скв. 699) и Харампурской площадях (Харампурская скв. 307). В пределах Етыпуровской площади максимальная пористость в пласте равна 19,2 % (Етыпуровская скв. 176). В целом для пласта Ю₂ наиболее высокая максимальная пористость наблюдается на севере рассматриваемой территории (Малыгинская, Северо-Малыгинская, Бованенковская и Новопортовская площади), хотя и здесь в некоторых скважинах её значения могут быть невысоки: Бованенковская скв. 124 - 7,7 %, Геофизическая скв. 52 - 14%, Новопортовская скв. 86 - 11,5 %.

Южнее, в пределах Уренгойской площади, максимальная пористость колеблется от 11% до 16,%, Геологической площади – от 11,5 % до 14,3 %. В западной части территории, на Лензитской площади значение максимальной пористости 14,8%, Медвежьей – от 2,9 % до 16,3%, Западно-Медвежьей – 14%, Юбилейной – 17%. На востоке, в пределах Западно-Красноселькупской площади, значения максимальной пористости изменяются от 11, 7 % до 16,3%; Усть-Часельской – от 8,6 % до 12,3%; Мангазейской – 11,5%; Термокарстовой – 8,6%; Светлогорской – 16,8%. На юге территории, на Етыпуровской площади, значения максимальной пористости колеблются от 13,9 % до 19,2%; Южно-Таркосалинской – от 7,3 % до 15,5%; Харампурской – от 12,6 % до 16,4%; Холмистой – от 11,8 % до 19,8%; Комсомольской – от 12,3 % до 15,3%.

Данных по песчаному пласту Ю₂^а меньше чем, для Ю₂. Максимальная пористость (20,4 %) отмечается на севере территории, на Новопортовской площади (Новопортовская скв. 180), а минимальная (5,9 %) - на юге, в пределах Иохтурской площади. На севере территории (Малыгинская, Харасавэйская, Бованенковская, Новопортовская площади) значения максимальной пористости наиболее высоки и варьирует они от 13,5 % до 20,4 %. На западе региона (Надымская, Западно-Медвежья площади) максимальная пористость в пласте Ю₂^а изменяется от 12,5 % до 14,0%, а в центральной части (Юбилейная, Уренгойская, Ево-Яхинская, Геологическая площади) она колеблется от 10,7 % до 16,8%. На востоке территории (Мангазейская, Промысловая, Западно-Красноселькупская, Хадыряхинская, Южно-Хадыряхинская и Кыпа-Кынская площади) максимальная пористость составляет от 9,9 % до 14,8 %. В южной части территории максимальная пористость в пласте Ю₂^а изменяется очень резко, от 5,9% (Иохтурская скв. 530) до 17,7 % (Таркосалинская скв. 95). Если же рассматривать отдельно по площадям, то на Етыпуровской площади значения максимальной пористости меняются от 14,5 % до 17%, Комсомольской – от 14,1 % до 17%, Губкинской – от 11 % до 12%, Таркосалинской – от 16 % до 17,7%, Иохтурской – от 5,9 % до 15,5%, Харампурской - 16,4%, Западно-Харампурской – 15,5%, Тэрельской – 13,6%, Восточно-Таркосалинской – 6,6%, Южно-Хадыряхинской – 11,2% Хадыряхинской – 9,9%.

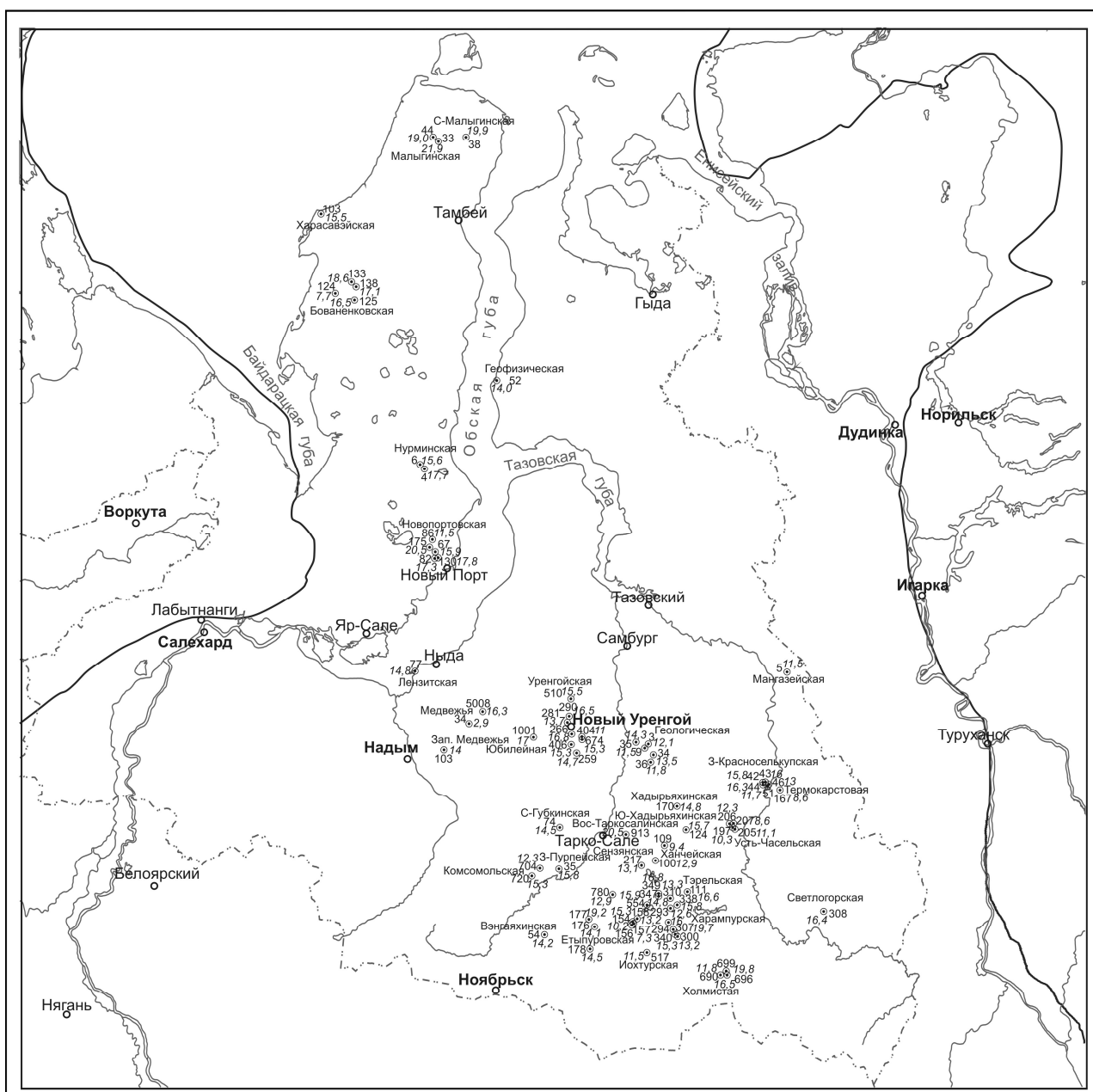


Рис. 1 Распределение максимальных значений пористости в пласте Ю₂

1 - скважины с данными по Ю₂; 2 - максимальные значения пористости; 3 - административные границы; 4 - граница распространения юрского комплекса; 5 - населенные пункты

Для песчаного пласта Ю₂^б значения максимальной пористости наиболее высоки на севере территории, в пределах Новопортовой площади, где они достигают 23,1 %. На Бованенковской площади максимальная пористость составляет 15,9%. В западной части региона (Лензитская, Надымская, Западно-Медвежья и Медвежья площади) значения максимальной пористости варьируют от 13,0 до 17%. В центральных районах (Уренгойская, Геологическая, Южно-Русская площади) максимальная пористость в песчаном пласте Ю₂^б колеблется от 10,% до 18,7%. На востоке территории с севера на юг отмечается возрастание значений – с 11,4% (Мангазейская скв. 7) до 18,8 %

(Северо-Толькинская скв. 304), 17,% (Толькинская скв. 300) и 16% (Светлогорская скв. 307). На юге региона (Северо-Комсомольская, Комсомольская, Западно-Таркосалинская, Восточно-Таркосалинская, Южно-Хадырьяхинская, Ханчейская, Харампурская, Южно-Таркосалинская, Иохтурская площади) значения максимальной пористости варьируют от 9,3 % до 16,3%, но в основном составляют 15%.

Для песчаного пласта Ю₃^a максимальные значения пористости отмечаются на севере территории: Новопортовская скв. 163 – 20,8%, Бованенковская скв. 135 – 18,7%. На все остальной территории максимальная пористость колеблется в пределах 12-16%. Точно такая же картина характерная и для песчаного пласта Ю₃^b. На севере, в пределах Бованенковской площади, максимальная пористость - 17,6% (Бованенковская скв. 204), а на Новопортовской площади - 21,9% (Новопортовская скв. 171). На остальной рассматриваемой территории максимальная пористость составляет 12,4 – 15,8%. Исключением является расположенная на востоке Усть-Часельская площадь, где значение максимальной пористости достигают 19,4%.

Для пласта Ю₃ максимальные значения пористости (21,7%) отмечаются на севере территории, в пределах Новопортовской площади (Новопортовские скв. 7, 134, 157), а минимальные (8,2%) – на северо-востоке на Мангазейской площади (Мангазейская скв. 5). На севере, в пределах Западно-Тамбейской площади, максимальная проницаемость в пласте Ю₃ составляет 14,4%, на Бованенковской площади она колеблется от 14 % до 21,3%, а на Новопортовской – от 15,5 % до 21,7%. На западе рассматриваемого региона (Ныдинская, Медвежья, Западно-Медвежья площади) максимальная пористость меняется от 12,5% до 16%. В центральной части территории (Уренгойская, Геологическая площади) значения максимальной пористости имеют в пласте Ю₃ разброс от 11,3 % до 17,1%, преобладают 14-15%. На востоке территории с севера на юг отмечается увеличение значений. Если в Мангазейской скв. 5 максимальная пористость в песчаном пласте Ю₃ – 8,2%, то в Промысловой скв. 3 – 14,5%, Хадырьяхинской скв. 173 – 13,7%, Термокарстовой скв. 60 – 18,4%, Южно-Часельской скв. 15 – 15,5%, Северо-Толькинской скв. 304 – 16,6%, Толькинская скв. 300 – 20,5%; Светлогорская скв. 307 – 19%. В южной части рассматриваемой территории (Северо-Комсомольская, Комсомольская, Западно-Таркосалинская, Етыпуровская, Харампурская, Иохтурская площади) значения максимальной пористости варьируют от 9,5 до 16,8%.

Пласт Ю₄ залегает в основание верхнетюменской подсвиты и данных по его пористости сравнительно немного. Максимальная пористость для этого песчаного пласта отмечена на севере территории в пределах Новопортовской площади (20,2%), а минимальная (8,7 %) - в Нурминской скв. 6. Для северных районов в целом характерны более высокие показания максимальной пористости. Так в Новопортовской площади они колеблются в пределах от 10,2 % до 20,2 %, в среднем составляя 16-17%. Для Верхнереченской площади максимальная пористость равна 16,3%, а для Нурминской – 8,7%. На западе территории (Лензитская, Ярудейская площади) максимальная пористость колеблется от 13,0% до 18,3%. В центре региона (Самбургская, Уренгойская,

Геологическая, Южно-Пырейная площади) значения максимальной пористости изменяются от 12,1 % до 17,4 %. На юге (Западно-Таркосалинская площадь) максимальная пористость в пласте Ю₄ равна 13,5%.

В заключение следует отметить, что характер изменения максимальной пористости по территории для всех рассмотренных песчаных пластов верхнетюменской подсвиты (Ю₂, Ю₂^а, Ю₂^б, Ю₃, Ю₃^а, Ю₃^б, Ю₄) примерно схожий. Самые высокие значения максимальной пористости во всех пластах зафиксированы на севере рассматриваемой территории, в пределах Новопортовской площади. В центральной части территории (Самбургская, Юбилейная, Уренгойская, Геологическая площади) значения максимальной пористости немного ниже, но они стабильно держатся на уровне 15-16%. На западе, востоке и юге региона часто отмечаются резкие изменения показателей максимальной пористости. В пределах одной площади они могут меняться от 5,9% до 15,5 (Иохтурская площадь, пласт Ю₂^а). Схожий характер изменения максимальной пористости по площади свидетельствует о том, что песчаные пласты верхнетюменской подсвиты, накапливались в примерно в одинаковых обстановках осадконакопления. Лишь для песчаных пластов Ю₂^б и Ю₃ отмечена некоторая особенность, выраженная в том, что в восточной части региона значений максимальной пористости возрастают с севера на юг и достигают высоких значений в юго-восточной части рассматриваемой территории.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Рябкова Л.В. и др. Высокора разрешающая стратиграфия нефтегазоносных отложений нижней и средней юры северных районов Западной Сибири. [Текст] Г.Г. Шемин, А.Ю. Нехаев, Л.В. Рябкова, Б.Н. Шурыгин, А.Л. Бейзель, М.А. Левчук, А.М. Брехунцов, В.С. Бочкарев, Н.П. Дещеня // Геология геофизика – 2001. - Т. 42. - № 5. С. 749-765.

© А.Ю. Нехаев, 2011

УДК 553.78:551.72:551.732.2(551.51)

В.С. Соколова, С.А. Моисеев, Л.Н. Константинова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПОСТРОЕНИЕ ЕМКОСТНОЙ МОДЕЛИ ПРОНИЦАЕМОГО ГОРИЗОНТА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ НА ОСНОВЕ СЕЙСМИЧЕСКИХ, ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Выделены перспективные зоны для дальнейшего поиска залежей нефти и газа в вендском нефтегазоносном комплексе. Дан прогноз изменения качества проницаемого горизонта B_{10} .

V.S. Sokolova, S.A. Moiseev, L.N. Konstantinova

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

Koptyug pr. 3, 630090, Novosibirsk, Russian Federation

BUILD-UP CAPACITIVE MODEL PERMEABLE HORIZONS SOUTH- EASTERN PART OF BAJKIT ANTEKLIZE BASED ON SEISMIC, GEOLOGICAL AND PETROPHYSICAL DATA

Promising areas for further search of deposits of oil and gas in vendian oil-gas-complex identified. Forecast of variation quality permeable horizon B_{10} is given.

Перспективы нефтегазоносности терригенного венда юга Байкитской НГО связаны со многими положительными факторами – наличие мощной толщи (до 300 м) терригенных отложений тасеевской серии [1]; глубинных разломов, которые развиты вдоль Иркиннеево - Чадобецкого авлакогена, способствующих перетоку углеводородов из более погруженных горизонтов, в частности, из Енисей-Байкитского очага нафтидонакопления [2] в высокоамплитудные ловушки «приразломного типа» [3, 4]. Примерами таких ловушек вдоль юго-западного борта авлакогена на изучаемой территории могут служить Имбинское, Агалеевское, Абаканское и Берямбинское месторождения.

Для нефтегазоносных горизонтов верхней части тасеевской серии (чистяковская, мошакановская свиты) характерна высокая степень вертикальной и горизонтальной литологической неоднородности. Региональный нефтегазоносный горизонт B_{10} сложенный, в основном, песчаниками, наиболее полно охарактеризован петрофизическими параметрами и данными ГИС. Прогнозирование участков улучшенных коллекторских свойств горизонта B_{10} на изучаемой территории связано с построением набора карт по его кровле и подошве, общей и эффективной толщинам, пористости и т.д.

Для построения карт составлена база данных стратиграфических разбивок по скважинам, проведена корреляция продуктивных горизонтов и уточнена база данных по 27 скважинам, составлены геолого-геофизические разрезы

проницаемых горизонтов. Также были использованы структурные сейсмические поверхности по отражающим горизонтам, результаты обработки данных ГИС. Структурные сейсмические поверхности исходных сеточных моделей были увязаны со стратиграфическими разбивками в скважинах. С помощью регрессионного анализа были получены уравнения, которые в дальнейшем были использованы для построения карт структурных поверхностей по кровле и подошве продуктивных горизонтов. Была выявлена хорошая связь абсолютных отметок региональных горизонтов и абсолютных отметок нефтегазоносных горизонтов. Путем вычитания структурных поверхностей были получены карты толщин продуктивных горизонтов B_1 , B_3 , B_{10} и B_{13} , вследствие чего уточнены положения линий выклинивания и распределения их толщин. На изучаемой территории толщины продуктивных горизонтов B_{10} и B_{13} имеют повсеместное распределение, и увеличение толщин происходит в юго-восточном направлении к Ангарской зоне складок. Продуктивный горизонт B_3 в северо-западном направлении полностью глинизируется вследствие фациального замещения терригенной свиты на сульфатно-карбонатную. Толщины продуктивного мошакковского горизонта имеют распространение только в юго-восточной части исследуемой территории и достигают 65 м.

Далее, имеющиеся на данной территории крупные разломы увязывались с сеточными моделями карт с помощью соответствующих процедур в программе Grid Master сейсмического пакета W-Seis. Таким образом, на севере изучаемой территории Байкитской антеклизы можно ожидать обнаружение ловушек преимущественно неантиклинального типа с литологическими и тектоническими экранами залежей, а южная часть изучаемой территории характеризуется широким развитием антиклинальных структур с амплитудой до 500-600 м, окаймленных дайками долеритов и глубинными секущими разломами. Здесь можно ожидать обнаружение ловушек преимущественно антиклинального типа с литологическим и тектоническим контролем залежей.

С помощью регрессионного анализа были получены уравнения зависимости толщин песчаников от общих толщин горизонта с коэффициентами регрессии 0,96 и 0,91 соответственно для горизонтов B_{10} и B_{13} , которые в дальнейшем были использованы для построения карт песчанистости. Зоны с наиболее высоким процентом содержания песчаников в разрезах скважин выделяются в юго-западной, центральной части изучаемой территории.

По имеющимся материалам цифровых значений АК скважин Агалева-4, Бедашемская-1, Имбинская-2, Имбинская-180, Косвинская-1, Хоркичская-1 выделены эффективные толщины горизонта B_{10} в разрезах этих скважин и установлена их связь с общими толщинами этого горизонта с коэффициентом регрессии 0,95. Затем была взята зависимость средневзвешенного коэффициента открытой пористости от эффективной толщины горизонта B_{10} , и по найденной зависимости ($R=0,84$) была построена карта распределения значений средневзвешенного коэффициента открытой пористости проницаемого горизонта B_{10} (рис. 1). Т.е. построение карты пористости

проведено с учетом увязки карт по сейсмическим данным и значениями средневзвешенной пористости коллектора в контрольных точках.

При построении карт пористости также необходимо учитывать для данного района расположение разломов и взаимосвязанной с ними системы трещин, которая, в зависимости от условий и времени образования, может либо улучшать коллекторские свойства пласта, либо, при определенных вторичных процессах минералообразования, наоборот, значительно их уменьшать.

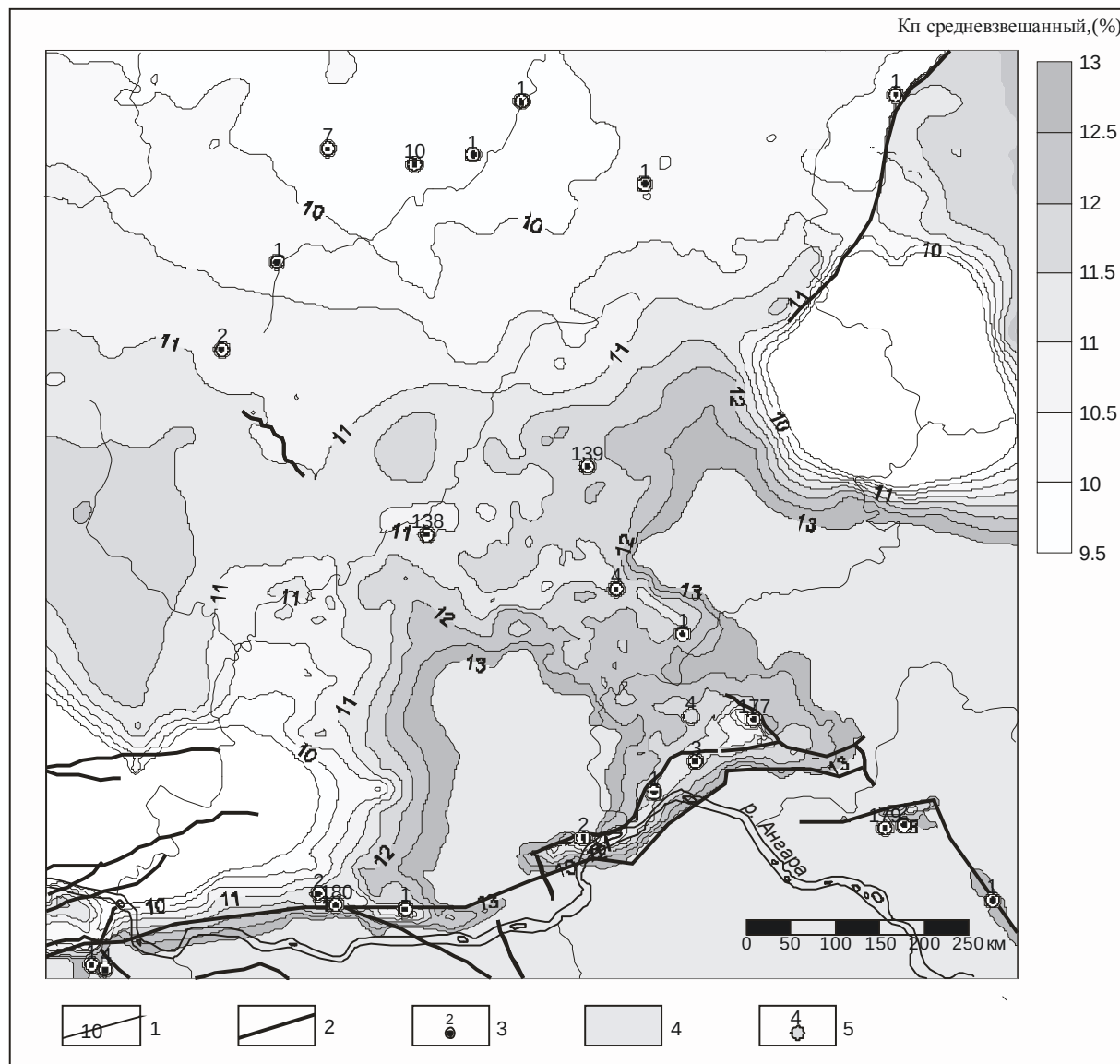


Рис. 1 Карта распределения значений средневзвешенного коэффициента открытой пористости проницаемого горизонта V_{10} :

- 1 - изолинии значений средневзвешенного K_p горизонта, 2 - разрывные нарушения, 3 - номер скважины, 4 - область отсутствия данных, 5 - непромысловый приток газа

В отложениях тасеевской серии, в т.ч. в аргиллитах, отмечаются многочисленные субвертикальные трещины (3-15 м), как открытые (шириной до 3 мм), так и минерализованные (шириной 5-7 мм). В данной работе разломы

учитывались только при прогнозе ловушек УВ. Влияние системы трещин на распределение общего объема пустотного пространства горизонта V_{10} не учитывалось.

Приведенные выше распределения эффективных толщин нефтегазоносных горизонтов и пористости непского резервуара в совокупности определяют удельную емкость коллекторов, под которой понимается отношение объема порового пространства к единице площади. Значение емкости проницаемых горизонтов резервуаров соответствует произведению эффективной толщины коллекторов на коэффициент пористости. Удельная емкость горизонта V_{10} увеличивается в северо-восточном направлении. В южной части исследуемой территории она достигает 1,8 м, что, в свою очередь, связано с однородным строением песчаного пласта толщиной до 15-20 м. Менее перспективной является северная часть исследуемой территории, здесь емкости коллекторов составляют от 0.25 до 1 м.

Путем совмещения структурной карты по продуктивному горизонту V_{10} и карты удельной емкости этого горизонта были выделены перспективные участки. Таким образом, в результате проведенной работы выделены перспективные зоны для дальнейшего поиска залежей нефти и газа в вендском НГК, в частности, дан прогноз изменения качества проницаемого горизонта V_{10} . Три зоны с хорошими перспективами нефтегазоносности выделены в юго-восточной части исследуемого района, из которых самая крупная приурочена к Агалеевскому месторождению. Для всех зон характерно развитие антиклинальных структур и флюидоупоров высокого и среднего качества. Преимущественно здесь можно ожидать обнаружение антиклинальных ловушек с литологическим и тектоническим контролем залежей. На Агалеевском месторождении из непского резервуара получен приток газа дебитом 3,56 тыс. м³/сут, в остальных скважинах месторождения отложения непского горизонта не были вскрыты. Приток газа получен в присводной части локальной структуры, вследствие этого возможно получение промышленных притоков газа на других присводовых участках этой структуры.

Работа выполнена при поддержке НШ-6244.2010.5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Изд-во СО РАН, «Гео», 2005, 428 с.
2. Конторович А.Э., Конторович А.А., Тимошина И.Д. и др. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо - Азиатском кратоне // Геология и геофизика, 1999, №5. С. 30-35.
3. Ларкин В.Н., Вальчак В.И. Прогнозирование новых зон нефтегазонакопления на юго-западе Восточной Сибири. Геология нефти и газа, №1, 2007

4. Мигурский А.В., Носкова Е.С. Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтегазонакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа, №4, 2007

© В.С. Соколова, С.А. Моисеев, Л.Н. Константинова, 2011

УДК 553.78:551.72:551.732.2(551.51)

С.А. Моисеев, В.С. Соколова, Л.Н. Константинова

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА ПРИ ПРОГНОЗЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗНАЧЕНИЙ ПОРИСТОСТИ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ВЕНДА ЮГА БАЙКИТСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Применение метода регрессионного анализа позволило для регионального проницаемого горизонта B_{10} выявить закономерности распределения значений средневзвешенного коэффициента пористости.

S.A. Moiseev, V.S. Sokolova, L.N. Konstantinova

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

Koptyug pr. 3, 630090, Novosibirsk, Russian Federation

APPLYING REGRESSIONAL ANALYSE TO PREDICTION OF POROSITY VALUE DISTRIBUTION OF THE VENDIAN TERRIGENOUS RESERVOIRS IN THE SOUTH OF BAIKIT OIL-GAS REGION

Application of methods of regression analysis allowed for regional permeable horizon B_{10} identifies trends value distribution of weighted average rate of porosity.

Нижнеангарский перспективный газодобывающий район расположен на юге Байкинской нефтегазоносной области (НГО) и является первоочередным объектом добычи газа в этом регионе. Дальнейшее наращивание ресурсов нефти и газа в Байкинском регионе будет осуществляться за счет открытия новых залежей углеводородов в вендском НГК. Основной задачей данного исследования является определение фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов терригенного венда юга Байкинской антеклизы на основе изучения петрофизических и литологических данных по образцам керна скважин и данных ГИС, выявление закономерностей распределения коллекторов в терригенном венде. Фактическим материалом для исследований послужили комплекс данных каротажа (НГК, АК, ГК, КВ) по 27 скважинам, описание керна по 4 скважинам, результаты интерпретации сейсмических данных, определения фильтрационно-емкостных свойств пород и результаты испытаний скважин, литературные данные по стратиграфии, литологии и нефтегазоносности терригенного венда. В работе применялись методики выделения пород-коллекторов в разрезах скважин по аналитическим, петрофизическим данным керна скважин, интерпретации ГИС, нахождения связей между этими данными на основе регрессионного анализа.

На юге Байкитской антеклизы ранее изучение петрофизических свойств терригенных коллекторов проводилось на локальных участках с целью установления контура нефтегазоносности пласта и месторождения в целом (Агалеевского, Имбинского, Абаканского). На Имбинском и Агалеевском месторождениях в терригенной тасеевской серии выделены продуктивные пласты [1]. В региональном изучении района проведено сопоставление разрезов скважин разнофациальных областей [2]. Проведено детальное литологическое изучение опорных разрезов скважин и установлены границы разных литолого-фациальных зон, местоположение древних источников сноса терригенного материала [3]. Непский региональный резервуар включает проницаемые региональные горизонты B_{10} и B_{13} , тирский – B_3 и нижнеданиловской – B_1 [2].

На основании результатов лабораторных исследований и анализов керна, петрографических описаний шлифов и сопоставлений геологического и геофизического разрезов были построены геолого-геофизические разрезы. При составлении геолого-геофизических разрезов скважин проводилась «увязка» керна с каротажем в три стадии: устранение системной ошибки, привязка глубин интервала выхода керна к каротажу и распределение неполного выхода керна внутри интервала, детальная привязка (поточечная привязка образцов по ГИС). Точность увязки будет повышаться с увеличением количества образцов и их плотности, на которых проведены радиометрические измерения, а также с увеличением процента выноса керна.

Для наибольшей точности построения карт эффективных мощностей, пористости и т.д. необходимо не только учитывать качественные и количественные характеристики по материалам ГИС и керна скважин, а искать значимые корреляционные связи уравнений регрессий между геологическими и сейсмическими данными, между данными геофизического изучения скважин и аналитическими определениями петрофизических параметров [4].

Для изучения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов Катангского фациального района были взяты за основу петрофизические параметры скв. Ванаварская 1, для Нижнеангарского фациального района – по скв. Агалеевская 4. По имеющимся значениям коэффициента пористости (K_p) и коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{ов}$) был рассчитан коэффициент эффективной пористости (рис. 1), который находится по следующей формуле: $K_{п\ эф} = K_p \cdot (1 - K_{ов})$. По найденному минимальному граничному значению коэффициента пористости, равному 8 %, в разрезах скважин можно выделить интервалы, являющиеся коллекторами, и для каждого проницаемого горизонта подсчитать суммарную толщину коллектора.

Наиболее надежные корреляционные связи между петрофизическими данными, в частности K_p , и значениями каротажа устанавливаются по акустическому каротажу (АК). Скорость распространения упругих волн в АК зависит от состава горных пород и пористости. Глины и глинистые породы отличаются повышенной естественной радиоактивностью; минимальными показаниями на диаграммах НГК; высокими значениями интервального времени ($\Delta T = 300-500$ мкс/м) на диаграммах АК; увеличением фактического

диаметра скважины против номинального. Песчаники и алевролиты имеют промежуточные показания на диаграммах ГК и НГК; более низкие значения интервального времени по АК (у песчаников ΔT - 175-330 мкс/м, у алевролитов - 200-275 мкс/м); на кавернограммах фиксируется уменьшение диаметра против номинального.

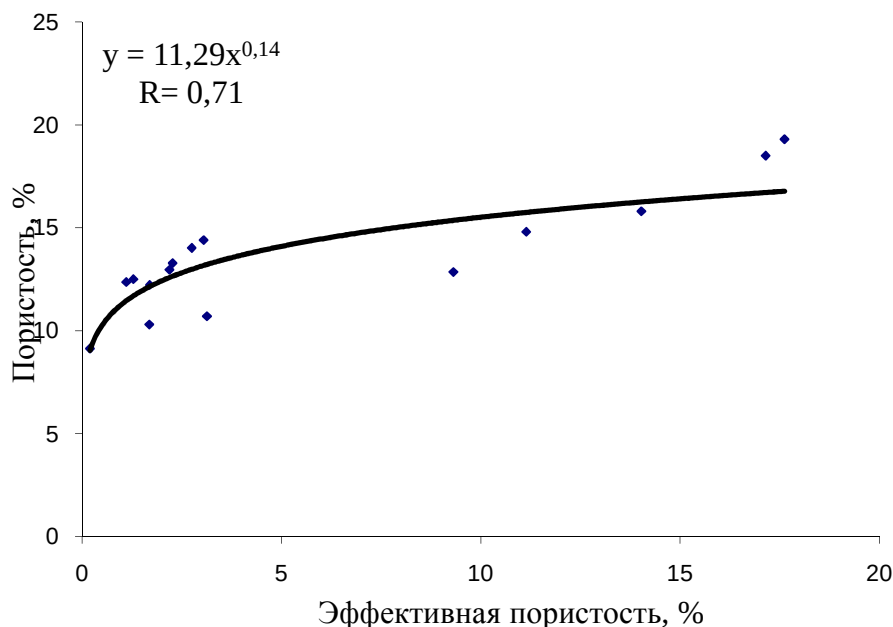


Рис. 1. График зависимости значений пористости от эффективной пористости проницаемого горизонта B_{10}

Далее устанавливались связи между значениями коэффициента пористости и значениями АК для продуктивных горизонтов B_1 , B_3 , B_{10} . Для продуктивного горизонта B_1 установлена связь с коэффициентом регрессии 0,72. Для отдельных интервалов продуктивного горизонта B_3 получились неплохие связи с коэффициентами регрессии – 0,75; 0,88; 0,69; 0,51, но в целом по горизонту коэффициент регрессии равен 0,3. Это связано с плохой сортировкой материала, с очень разнообразным литологическим строением (встречаются пласты доломита, ангидрита, тонкие прослой глины) и тонким переслаиванием терригенных разностей, зачастую встречаются мелкозернистые песчаники с карбонатным цементом. Для данного горизонта авторами был построен ряд зависимостей, на которых видно, что при увеличении значений коэффициента пористости, значения карбонатности практически не изменяется, а значения проницаемости лишь на отдельных образцах увеличиваются; при росте значений карбонатности коэффициент проницаемости остается прежним. Все это свидетельствует о неоднородном строении коллектора трещинного типа.

Далее был построен график распределения значений коэффициента пористости и значений АК по продуктивному горизонту B_{10} (рис. 2), который, в отличие от горизонтов B_1 и B_3 , сложен более чем на 80 % песчаниками и имеет более однородное строение, хорошо выделяется на каротажных кривых.

Распределение значений пористости горизонта B_{10} подсчитано по средневзвешенному коэффициенту пористости:

$$Kn = \frac{Kn_1 \cdot H_1 + Kn_2 \cdot H_2}{H_1 + H_2},$$

где Kn – средневзвешенный коэффициент открытой пористости; Kn_1, Kn_2 – коэффициенты открытой пористости горизонта B_{10} ; H_1, H_2 – эффективные толщины горизонта B_{10} .

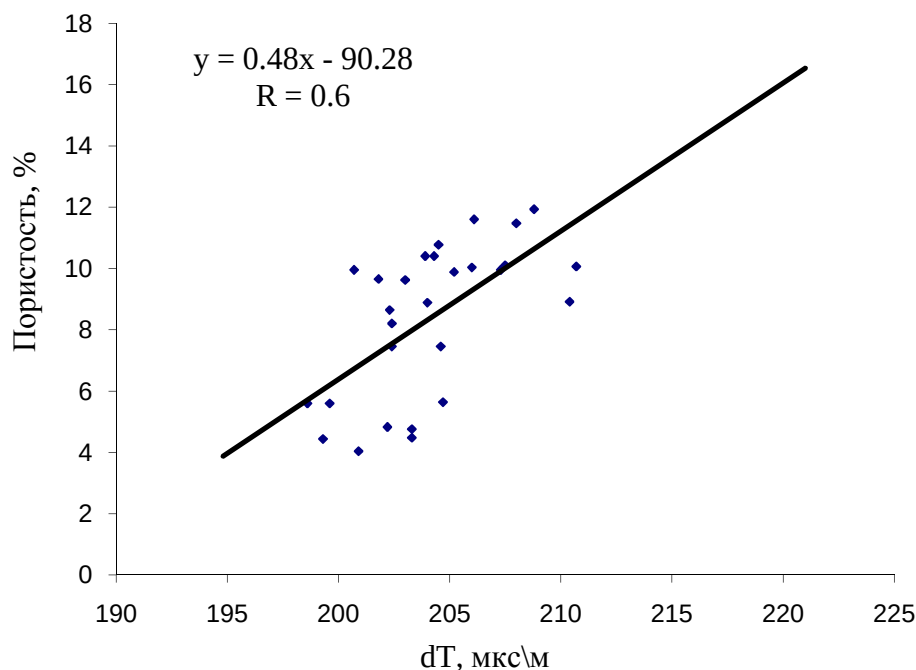


Рис. 2. График зависимости значений коэффициента пористости и значений АК по продуктивному горизонту B_{10}

Таким образом, в ходе проведенных исследований была найдена зависимость коэффициента пористости от коэффициента эффективной пористости и установлено граничное значение коэффициента пористости - 8 %. Для дальнейшего прогноза зон коллекторов в терригенном венде выявлены наиболее значимые корреляционные связи для горизонта B_{10} и подсчитано для этого продуктивного горизонта распределение значений пористости по средневзвешенному коэффициенту пористости. Далее для построения карт были выявлены хорошие связи между параметрами общих толщин горизонта B_{10} ($R=0.95$), и затем между значениями эффективных толщин и $Kп$ ($R=0.84$).

Основным результатом изучения фильтрационно-емкостной характеристики и нефтегазоносности терригенного венда юго-восточной части Байкитской антеклизы является построение емкостной модели проницаемого горизонта B_{10} , а также установление преобладающей роли в формировании его пустотного пространства первичных седиментационных процессов, обусловившими его однородное строение. Другим не менее важным выводом данной работы является установление влияния на формирование трещинового типа коллектора мошакковского (B_1) и чистяковского (B_3) проницаемых горизонтов постседиментационных тектонических процессов. Эти горизонты, как правило, имеют неоднородное литологическое строение, с тонким переслаиванием

терригенных разностей и интенсивно развитой системой трещин, которая и составляет основной объем пустотного пространства.

Работа выполнена при поддержке НШ-6244.2010.5.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кринин В.А. Строение и нефтегазоносность западной части Присяно-Енисейской синеклизы и Ангарской зоны складок // Стратиграфия и нефтегазоносность венда-верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы. Сборник материалов рабочего совещания. Красноярск: КНИИГиМС, 2001. С. 44-48.
2. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Изд-во СО РАН, «Гео», 2005, 428 с.
3. Гутина О.В., Прицан Н.В., Бабинцев А.Ф. Уточнение схем корреляции местных стратиграфических разрезов и фациального районирования венда и верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы // Стратиграфия и нефтегазоносность венда-верхнего рифея юго-западной части Сибирской платформы. Сборник материалов рабочего совещания, Красноярск, КНИИГиМС, 2001 г., с.35-37.
4. Воробьев С.В. Граничные значения геофизических параметров пород-коллекторов ботуобинского горизонта северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа № 1-2, 1999

© С.А. Моисеев, В.С. Соколова, Л.Н. Константинова, 2011

УДК 550.8.053 + 004.942

Д.В. Тейтельбаум, А.С. Мартьянов, К.С. Сердюк, А.А. Власов, А.Ю. Соболев
ИНГГ СО РАН, Новосибирск

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ СКВАЖИННОЙ ГЕОЭЛЕКТРИКИ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИЙ ГРИД

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН внедрена система распределённых вычислений Condor. На сегодняшний день в системе 40 рабочих компьютеров как с многопроцессорными и многоядерными архитектурами, так и одноядерные ПК, на которых установлены различные версии операционной системы Windows. Некоторые могут исполнять несколько задач одновременно; с учётом этого в системе находится более 90 виртуальных вычислительных узлов.

На созданной грид-системе выполнено решение ряда геофизических задач, требующих значительных вычислительных ресурсов.

D.V. Teytelbaum, A.S. Martianov, K.S. Serdyuk, A.A. Vlasov, A.Yu. Sobolev
Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG) Acad.
Koptuyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

SOLVING TASKS OF BOREHOLE GEOELECTRICS USING GRID TECHNOLOGY

A system of distributed computing was deployed in A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS. Nowadays there are more than 40 personal computers in the system. These computers have different architectures and various versions of Windows operating system are installed on them. Some of them can execute several tasks simultaneously. Accordingly, there are more than 90 virtual execute nodes in the system. Some geophysical tasks, which demand significant computing resources, were executed on the implemented system.

Введение

В ИНГГ СО РАН, как и во многих других организациях, сотрудники имеют персональные компьютеры на рабочих местах. В нерабочее время ресурсы этих компьютеров, как правило, не используются. В то же время довольно часто для решения прикладных геофизических задач необходимы значительные вычислительные мощности. Соответственно, возникает идея использовать имеющиеся свободные ресурсы для проведения трудоёмких расчётов.

Для расчётов с использованием простаивающих компьютеров необходимо реализовать:

- Сбор информации о свободных на данный момент ресурсах;

– Механизм удалённого запуска расчётных программ, а также передачи входных и выходных данных.

Так как компьютеры института соединены локальной сетью, то перечисленные действия можно осуществлять через сетевое соединение. Описанная система подходит под определение грид-системы.

Было проанализировано несколько реализаций грид-систем. При выборе учитывалось, что на большинстве компьютеров института установлены различные версии ОС Windows.

Исходя из всех требований, была выбрана система Condor[1], из преимуществ которой можно выделить следующие:

- Распространяется бесплатно;
- Поддерживает возможность сосуществования в одной грид-сети машин с разными операционными системами, как семейства windows, так и семейства linux;
- Производит мониторинг активности пользователя;
- Имеет гибкую систему настроек запуска задач;
- Легко масштабируется.

Чтобы задача могла быть эффективно решена с использованием системы Condor, она должна удовлетворять ряду требований. Эти ограничения возникают как из-за технических характеристик компьютеров, так и из-за принципов работы самой системы. Подробнее эти требования будут рассмотрены далее.

Стоит отметить, что в геофизике существует целый класс задач, связанных с расчётом палеток, решение которых может быть легко реализовано и эффективно вычислено на системе Condor.

Развёртывание системы Condor в локальной сети

Компьютеры, подключенные к системе Condor, могут выполнять различные роли: центральный менеджер, узлы добавления задач и вычислительные узлы; один и тот же компьютер может совмещать несколько ролей. Центральный менеджер один и выполняет функцию по сбору информации о свободных ресурсах, поддерживает единую очередь задач, сопоставляет требования задач и ресурсов компьютера. С узла добавления задач происходит постановка задачи в очередь, а также хранение вычислительной программы, её входных и выходных данных. Расчёты проводятся на вычислительных узлах.

Особенности применения системы Condor

Для эффективного исполнения задачи в системе Condor она должна обладать следующими характеристиками.

Во-первых, время исполнения задачи не должно превышать время на передачу входных данных. Например, если задача исполняется менее секунды, а ей необходимо более 100 МБ входных данных, которые будут переданы

системой Condor по локальной сети (скорость ~ 10 МБ/сек; время передачи ~ 10 сек), то запуск данной задачи с использованием Condor не целесообразен.

Во-вторых, если не все компьютеры подходят для решения конкретной задачи, то необходимо явно указать системные требования. Например, если задаче может потребоваться более 1500 МБ ОЗУ, то это нужно указать в файле описания задачи (submit-файле).

В-третьих, задачи, исполняемые на Condor, не будут решены мгновенно, из чего следует, что система Condor не позволит решать задачи в интерактивном режиме.

Разумеется, описание всех возможностей системы выходит за рамки данной статьи. Более подробно изучить систему можно на официальном сайте Condor [1].

Решение задач скважинной геоэлектрики

С помощью системы Condor, развёрнутой на базе ИНГГ СО РАН был решён ряд геофизических задач.

Во-первых, задача моделирования процесса каротажного зондирования ВИКИЗ при учёте смещения зонда с оси скважины [2] (рис. 1).

Особенности данной задачи:

- Потребность в большом объёме оперативной памяти, но не более 1900 МБ ОЗУ;
- Объём входных данных – порядка 200 МБ;
- Время счёта – от 1 до 10 часов.

Задача разбита на 21 серию по 378 задач, итого 7938 задачи. Время исполнения всех задач на одной машине средней производительности около 20000 часов (это больше двух лет непрерывной работы). На развёрнутой нами системе Condor расчёты были выполнены за 1 месяц, при этом задача считалась только по ночам и в выходные дни.

Второй пример – вычисление палеток для одномерных трёх- и четырёхслойных прямых задач ВИКИЗ [3] и БКЗ. Модель цилиндрически-слоистой среды описывается скважиной, зоной проникновения, окаймляющей зоной и неизменённой проникновением частью пласта.

Множество моделей таких сред задавалось диапазоном значений каждого из параметров с некоторым логарифмическим шагом. Каждый из цилиндрических слоёв задаётся тремя параметрами: удельное электрическое сопротивление ($YЭС$) – ρ , относительная диэлектрическая проницаемость (ОДП) – ϵ и радиальная глубина – h , причём глубина пласта полагается равной бесконечности. Целью вычислений является создание вычислительного модуля решения прямой и обратной одномерных задач с помощью интерполирования результатов расчёта, а также встраивание его в программу EMF Pro для

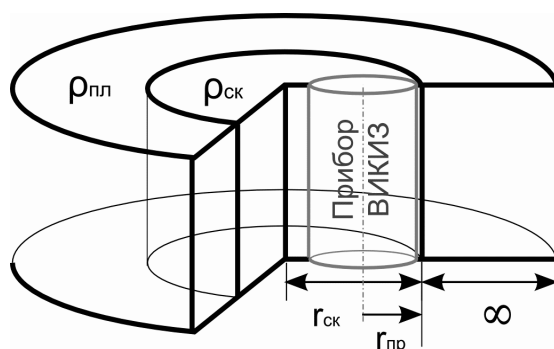


Рис. 1. Цилиндрически-слоистая модель и зонд ВИКИЗ, лежащий на стенке скважины

интерпретации данных аппаратного комплекса геофизического каротажа СКЛ [5].

Для трёхслойной прямой задачи (рис. 2) было выбрано следующее пространство моделей:

- Скважина: УЭС $\rho_{ск}$ – 22 значения от 0.02 до 0.5 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{ск}$ – 60 о.е.; радиус $r_{ск}$ – 13 значений от 0.07 до 0.108 м и 13 значений от 0.108 до 0.2 м;
- Зона проникновения: УЭС $\rho_{зп}$ – 37 значений от 0.1 до 100 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{зп}$ – 15 о.е.; радиальная толщина $r_{зп}$ – 37 значений от 0.01 до 2 м;
- Пласт: УЭС $\rho_{пл}$ – 43 значения от 0.1 до 100 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{пл}$ – 10 о.е.
- А для четырёхслойной прямой задачи (рис. 3):
- Скважина: УЭС $\rho_{ск}$ – 2.0 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{ск}$ – 60 о.е.; радиус $r_{ск}$ – 0.108 м;
- Зона проникновения: УЭС $\rho_{зп}$ – 40 значений от 0.1 до 200 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{зп}$ – 15 о.е.; радиальная толщина $r_{зп}$ – 30 значений от 0.01 до 1.5 м;
- Окаймляющая зона: УЭС $\rho_{оз}$ – 40 значений от 0.1 до 200 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{оз}$ – 15 о.е.; радиальная толщина $r_{оз}$ – 20 значений от 0.01 до 0.5 м;
- Пласт: УЭС $\rho_{пл}$ – 40 значения от 0.1 до 200 Ом•м; ОДП $\varepsilon_{пл}$ – 10 о.е.

Все диапазоны значений параметров для трёх- четырёхслойных моделей разбивались на интервалы с логарифмическим шагом.

Таким образом, палетка состоит из более 16 миллионов моделей для трёхслойной, и из более 50 миллионов моделей для четырёхслойной задачи. Особенностью данной задачи является низкая потребность в вычислительных ресурсах при каждом одиночном расчёте, но очень велико общее время расчётов и для хранения результатов требуется большой объём памяти.

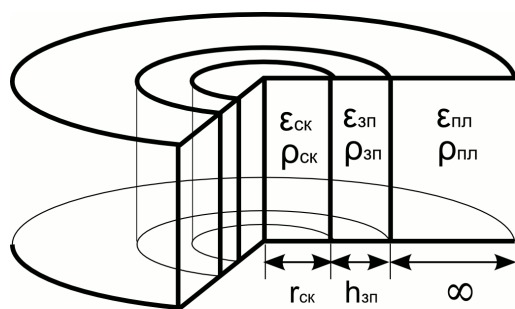


Рис. 2. Трёхслойная

цилиндрически-слоистая модель

Такие различия между задачами позволили считать обе задачи одновременно. Пока одна задача считалась на высокопроизводительных машинах, вторая занимала вычислительные ресурсы менее производительных компьютеров, включённых в грид-систему.

Приведенные примеры показывают, что система Condor позволяет учесть многие особенности вычислительных узлов и задач в очереди, а также сопоставить их между собой.

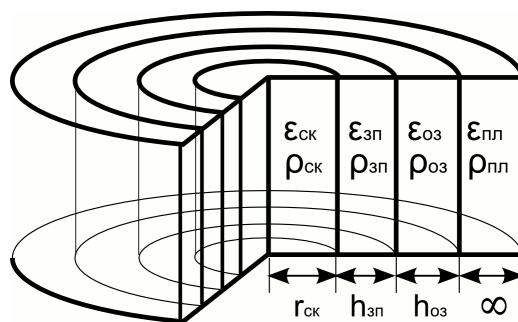


Рис. 3. Четырёхслойная

цилиндрически-слоистая модель

Заключение

В Институте нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН внедрена система Condor, которая позволяет быстро решать трудоёмкие вычислительные геофизические задачи без дополнительных материальных затрат на приобретение специализированного оборудования и с минимальной адаптацией существующих программ, разработанных под операционную систему Windows.

Благодаря свойствам Condor, дальнейшая поддержка и расширение данной системы не вызывает затруднений. Также существует возможность централизованного администрирования.

Любой сотрудник может воспользоваться системой для расчёта требуемых задач.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Condor Project Homepage [Electronic resource] – Англ. – Режим доступа: <http://www.cs.wisc.edu/condor/>
2. Шурина, Э.П. Трёхмерное численное моделирование электромагнитных полей [Текст] / Э.П. Шурина, О.В. Нечаев, М.И. Эпов // Геофизический журнал – 2009. – Т. 31, № 4. – С. 158-163
3. Эпов, М.И. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований [Текст] / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко // Геология и геофизика. – 1993. – № 2. – С. 124–130.
4. Эпов, М.И. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство [Текст] / М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов // Изд-во СО РАН. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000. С. 1-121.
5. Эпов, М.И. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF PRO [Текст] / М.И. Эпов, К.Н. Каюров, И.Н. Ельцов, А.Н. Петров, К.В. Сухорукова, А.Ю. Соболев, А.А. Власов // Бурение и нефть. – 2010. – № 2. – С. 16-19.

© Д.В. Тейтельбаум, А.С. Мартьянов, К.С. Сердюк, А.А. Власов, А.Ю. Соболев, 2011

УДК 552.08, 550.85

В.А. Киндюк¹, Л.А. Назаров², О.М. Усольцева², П.А. Цой², И.Н. Ельцов¹

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²ИГД СО РАН, Новосибирск

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ И ПРОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОДНОГО МАССИВА В ОКРЕСТНОСТИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

В работе приведено описание и результаты испытаний керна, добытого из нефтегазовой скважины севера Новосибирской области с глубины 2300 м. Испытания проводились по схеме Кармана. Предметом измерений были упругие коэффициенты и прочностные свойства пород. Данные свойства являются параметрами геомеханической модели (Назарова Л. А., 2010), описывающей изменение напряженного состояния пород во время бурения скважины. Подход может быть актуален для всех видов технологических операций на стадии разведки и разработки месторождений (M.N. Ayala, 2007).

V.A. Kindyuk¹, L.A. Nazarov, O.M. Usoltseva², P.A. Tsoy², I.N. Yeltsov¹

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

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

²IGD SB RAS

Zelenaya gorka, 3, Novosibirsk, 630060, Russian Federation

EXPERIMENTAL DETERMINATION OF ROCK MASS DEFORMATION AND STRENGTH INDEXES IN THE VICINITY OF DEEP BOREHOLES

The paper present the results single stage triaxial compressive test, which have been carried out on cores obtained from production wells on north of the Novosibirsk region. The purpose of the measurements were to determine the rock mass elastic modules and strength parameters. These parameters are input information for geomechanical model (Назарова Л. А., 2010), which describes a stress state of rocks during drilling. This model should be useable for all types of technical operations as at the stage of exploration so production (M.N. Ayala, 2007).

В настоящее время в связи с успешным развитием геофизических методов исследования скважины (ГИС) возникает необходимость в описании свойств пород и предсказаний их поведения во время воздействия буровым инструментом (С. Stamm, 2007). Такое описание позволит интерпретировать данные ГИС, используя параметры бурения на основе геомеханической модели околоскважинного пространства. Геомеханическое описание необходимо для предсказания формы и геометрии разрушающих деформаций породы вокруг скважины и оценки изменения петрофизических свойств коллекторов при их

вскрытии в зависимости от параметров бурения. Для повышения достоверности такой оценки необходимо экспериментальное исследование свойств керна коллекторов.

Целью данной работы было получение необходимых параметров геомеханической модели, описывающей деформацию пород около скважины. Измерения выполнялись на отдельных образцах керна.

Для проведения измерений была использована установка фирмы INSTRON 8802 (Центр коллективного пользования СО РАН). На рис. 1 приведена принципиальная схема установки, в составе которой нагружающее устройство, датчики измерения напряжений и деформаций, осциллограф и компьютерная система.

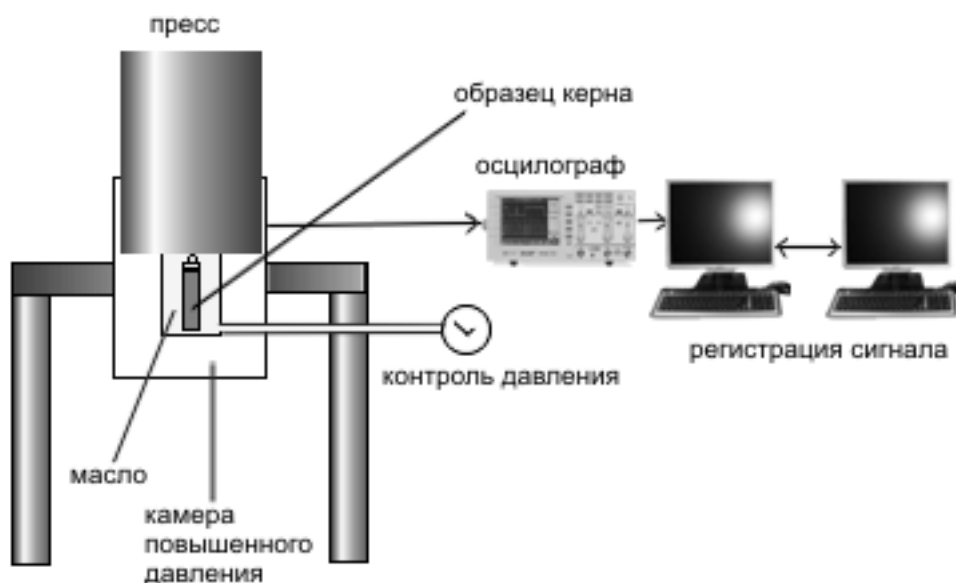


Рис. 1. Схема установки трехосного нагружения керна

На образцах (рис. 2), отобранных из скважины Верх-Тарского месторождения, проведены эксперименты на двухосное нагружение для определения модуля Юнга, коэффициента Пуассона, предела прочности на одноосное сжатие, коэффициента сцепления и угла внутреннего трения.



Рис. 2. Образцы для исследование на двухосное сжатие

Керн представлен светло серым мелкозернистым песчаником, местами с субгоризонтальной слоистостью, обусловленной присутствием глинистого материала и состоял преимущественно из кварца и полевого шпата. Пласт, из

которого выбраны образцы, относится к прибрежно-морским отложениям, на что указывает хорошая сортировка песчаного материала. Керн предположительно датируется юрским периодом. Образцы отбирались с разной ориентацией: вдоль (№ 1, 3) и поперек (№ 2, 4, 5) напластования.

Программа эксперимента: 1) нагружение до заданного бокового давления; 2) увеличение осевого напряжения до полного разрушения образца.

Обычно петрофизические исследования на керне проводятся для образцов, извлекаемых параллельно напластованию. Но геомеханические свойства породы в зависимости от ориентации образца различны. Поэтому измерения делались для двух типов образцов. В эксперименте для пары образцов разной ориентации прикладывалось одинаковое боковое давление, что позволяет оценить влияние анизотропии на механические свойства.

Для трех образцов первой группы были выбрано боковое давление в 18, 11 и 4 МПа, которое на первом этапе было равным осевому напряжению. Таким образом, образцы находились в гидростатическом напряженном состоянии. Далее при постоянном боковом давлении увеличивалось осевое напряжение до разрушения образца. По результатам измерений для были построены диаграммы деформирования (рис. 4-6).

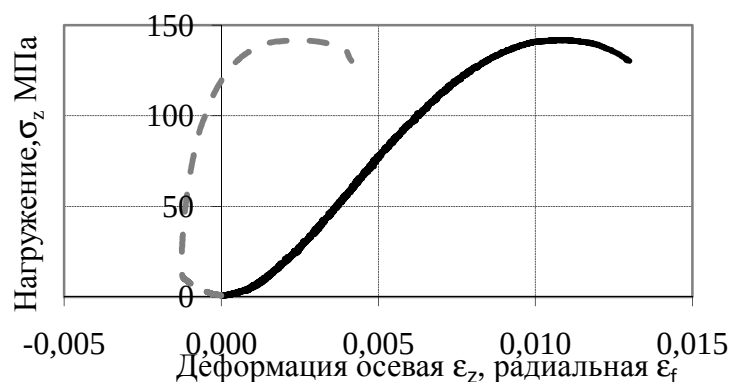


Рис. 4. Диаграммы зависимости осевой деформации (сплошная линия) и радиальной деформации (пунктир) от осевого нагружения (σ_z)

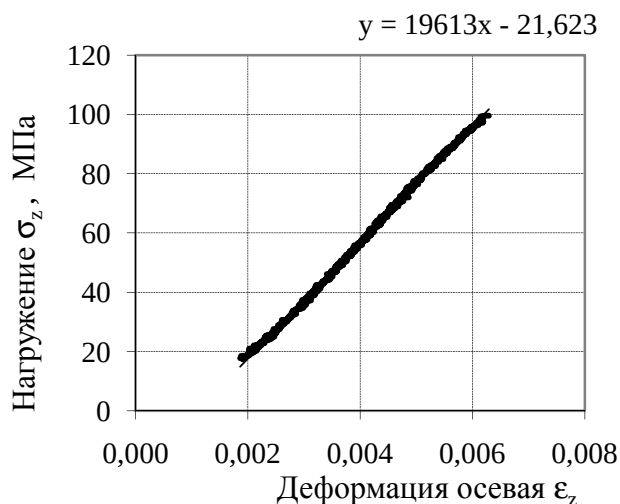


Рис. 5. Определение модуля Юнга

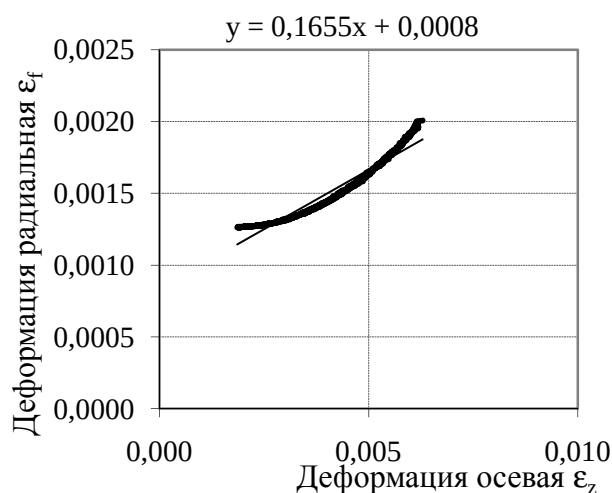


Рис. 6. Определение коэффициента Пуассона

Используя критерий Кулона-Мора, можно построить зависимость максимального главного напряжения от бокового давления, из которой рассчитывались угол внутреннего трения и сцепления (рис. 7, 8).

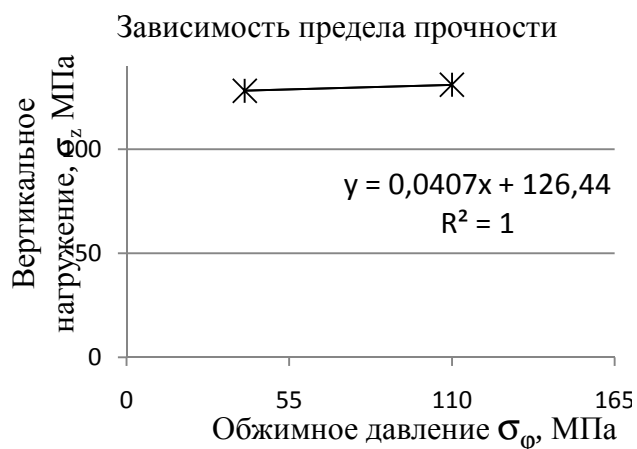


Рис. 7. Предельное состояние образцов, ориентированных поперек скважины

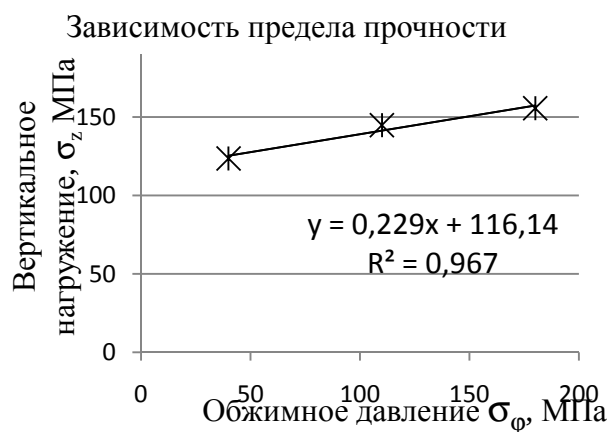


Рис. 8. Предельное состояние образцов, ориентированных вдоль скважины

Зависимости для предельного вертикального нагружения описываются следующей формулой:

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \cdot k,$$

где σ_1 – предел прочности образца на одноосное сжатие, σ_3 – боковое давление ($\sigma_3 = \sigma_2$). Пересечение этой кривой с осью ординат дает параметр C_0 , а коэффициент k определяет наклон этой зависимости. Таким образом, из построенных зависимостей можно найти параметры критерия разрушения Кулона-Мора (А. Khaksar, 2009):

$$S_0 = \frac{C_0}{2\sqrt{k}}, \quad \mu = \tan \theta = \frac{k - 1}{2\sqrt{k}},$$

где θ – угол внутреннего трения, а S_0 – коэффициент сцепления. В таб. 1 приведены результаты обработки экспериментов, выполненных для образцов, ориентированных вдоль скважины. Число образцов, ориентированных поперек скважины (параллельно напластованию), было не достаточно для построения зависимостей.

Таблица 1

Угол внутреннего трения θ , град	38.9
Сцепление S_0 , МПа	24.3
Модуль Юнга E , ГПа	20.7
Коэффициент Пуассона ν	0.185

Выводы

Представленные образцы обладают высокими прочностными и плохими коллекторскими свойствами.

Все они выбраны из одного интервала, что позволяет определять геомеханические свойства данного продуктивного интервала достоверно.

Ориентация образцов относительно напластования сильно на величину геомеханических свойств пород. В частности для керна с параллельной напластованию ориентацией, модуль Юнга выше, а коэффициент Пуассона ниже, чем у керна с ориентацией поперек напластованию.

Вышеописанная методика позволяет получать необходимые коэффициенты для создания математических геомеханических моделей.

В дальнейшем есть необходимость исследовать влияние вида цементирующего материала на деформационные и прочностные свойства пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Назарова Л. А. Некоторые геомеханические аспекты бурения глубоких скважин в массиве горных пород [Текст] / Л. А. Назарова, Л. А. Назаров, И. Н. Ельцов, В.А. Киндюк // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых.- 2010.- № 6. - С. 3 -10.
2. Ayala M.N. Applications of geomechanical models in northern Mexico using information from boreholes imaging and electric logs to reduce drilling non-productive time and to characterize fractured reservoirs [Текст] /M.N. Ayala A. N. Patiño, J. Torne, C. Kessler // SPWLA 48th Annual Logging Symposium. - Austin, 2007.
3. Stamm C. Barnett Shale – New LWD sensor technology provides crucial formation evaluation information at reduced cost and risk for land operations [Текст]/ C. Stamm, H. Homann, S. Creten, H.-C. Freitag, C. Flulda, G. Lindsay // SPWLA 48 th Annual Logging Symposium. - Austin, Jun 3-6, 2007.
4. Khaksar P. G. Rahman Rock Strength from Core and Logs: Where We Stand and Ways to Go [Текст] /Khaksar P. G. Taylor, Z. Fang, T. Kayes, A. Salazar, K. // Spe EUropec / EAGE Annual Conference and Exhibition. - Amsterdam: SPE, 2009.

УДК 550.832

Ю.Е. Антонов¹, И.Н. Ельцов²

¹Baker Hughes, ²ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ТОНКОСЛОИСТЫХ СТРУКТУР

Исследованы возможности индукционного каротажа по выделению в разрезе слоев, имеющих мощность, меньшую, чем вертикальная разрешающая способность прибора. На основании результатов моделирования развития зоны проникновения показана возможность определения таких структур при проведении каротажных работ в первый час после вскрытия пласта. Другими словами, перспективным является подход, основанный на данных каротажа в процессе бурения.

Yu.E. Antonov¹, I.N. Eltsov²

¹Baker Hughes, 4a Kutateladze ul., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

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

INDUCTION LOGGING CAPABILITIES OF THINLY-LAMINATED FORMATION EVALUATION

Induction logging method capabilities of thinly-laminated structures evaluation are studied. It is shown that an optimum period of time exists when mentioned structures could be resolved by the induction logging tool. The conclusion is based on numerical simulation of induction zone forming. In other words, the only promising way is to deal with data obtained while drilling.

Разрешающая способность является одной из ключевых характеристик любого метода зондирования. Чем «лучше» разрешающая способность метода, тем тоньше слои могут быть выделены при обработке каротажных диаграмм. Основным определяемым параметром для индукционных методов является сопротивление неизменной проникновением части пласта. Таким образом, кроме вертикальной разрешающей способности, важной характеристикой метода зондирования является его глубинность или радиальная разрешающая способность. Указанные характеристики в каком-то смысле конфликтуют между собой – повышая глубинность, снижается вертикальная разрешающая способность, и наоборот.

В то же время, актуальной задачей промысловой геофизики является выделение в разрезе и оценка параметров интервалов, сложенных из переслаивающихся глинистых и песчанистых слоев. Последние могут быть насыщены углеводородами и представлять промышленный интерес. Таким

образом, крайне важна правильная оценка удельного электрического сопротивления (УЭС) песчанистых прослоев. Однако, в случае, когда их толщина меньше разрешающей способности зонда, весь интервал может быть проинтерпретирован как однородный пласт, причем значение УЭС будут существенно ниже, чем УЭС песчанистых интервалов. При петрофизической интерпретации это приведет к неверной оценке характера насыщения. Итак, интересной и актуальной задачей представляется разработка методов обнаружения описанных геологических структур с помощью средств индукционного каротажа.

В нашем исследовании будем рассматривать периодические структуры более и менее проводящих слоев. При этом подразумевается, что слои с УЭС 1 Ом·м соответствуют глинистым интервалам, 100 Ом·м – песчанистым, насыщенным углеводородами. Будем рассматривать метод индукционного каротажа со следующими характеристиками: 7 измерений, максимальный разнос – 2 м, частотный диапазон – от 10 до 200 кГц. В работе анализируются кажущиеся сопротивления, полученные путем трансформации измеряемых величин по модели однородной среды.

На рис. 1 (а) схематично представлена модель рассматриваемой среды. Верхний и нижний слой – глинистые, в центральной части – переслаивание песчанистых и глинистых слоев. Для удобства изложения, введем некоторые обозначения для рассматриваемых моделей. Модель, указанную на рис. 1 (а) будем называть *L*-моделью (от англ. lamination). Кроме того, в дальнейшем будут рассмотрены следующие модели: *E*, *LI*, *EI*. Эти модели схематично показаны на рис. 1 (б-г) и обладают следующими характерными особенностями: *E* (equivalent) – модель, эквивалентная *L*-модели. *LI* (laminated invaded) – отличается от *L*-модели наличием зоны проникновения в песчанистых прослоях. *EI* – модель, эквивалентная *LI*-модели. Здесь и далее эквивалентность понимается в смысле близости показаний индукционного каротажа, то есть кажущиеся сопротивления, полученные для эквивалентных моделей, близки в определенной норме.

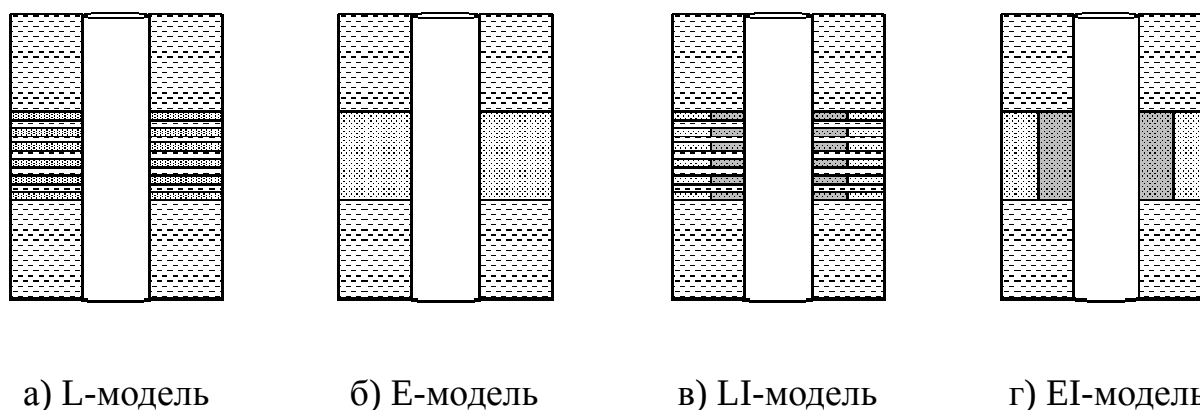
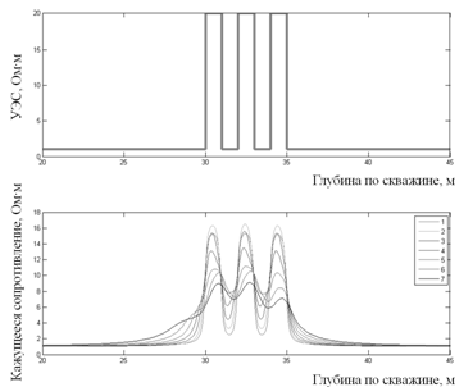


Рис. 1. Схема рассматриваемых моделей

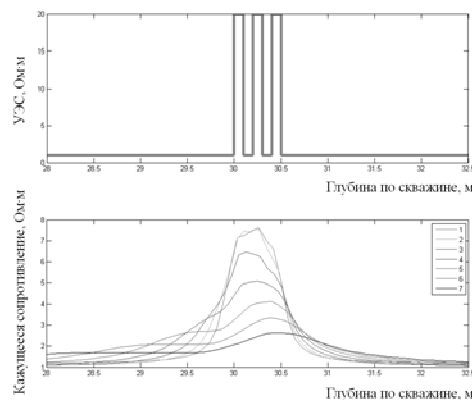
Основными параметрами представленных моделей, наряду с величинами УЭС, являются число «тонких» слоев N , толщина каждого слоя h . В моделях с

зоной проникновения также существенным является радиус зоны проникновения $r_{зп}$.

На рис. 2 проиллюстрирована оценка разрешающей способности рассматриваемого метода – приведены кажущиеся сопротивления, полученные для значений $h = 1.0$ и 0.1 м. Из графиков на рис. 2 следует, что в случае, когда толщина слоя не превышает 10 см, по данным каротажа невозможно выделить тонкослоистую структуру.



а) $h=1$ м



б) $h=0.1$ м

Рис. 2. Оценка вертикальной разрешающей способности

Попробуем подобрать модель, в которой тонкослоистая структура будет заменена одним слоем, при этом данные измерений не претерпят существенных изменений. В соответствии с принципом эквивалентности, для L -модели с чередованием слоев с УЭС 1 и 100 Ом·м и $h=0.1$ м эквивалентной может считаться E -модель с УЭС центрального слоя 12.4 Ом·м и $h=0.5$ м. В указанной модели, однако, хорошее совпадение наблюдается только для глубинных зондов. Менее глубинные показания совпадают существенно хуже в силу наличия скважины. Тем не менее, можно построить EI -модель, для которой с хорошей точностью совпадают сигналы всех измерений. Соответствующие графики представлены на рис. 3. Приведенные результаты расчетов иллюстрируют проблему эквивалентности геоэлектрических моделей, затрудняющую обработку данных.

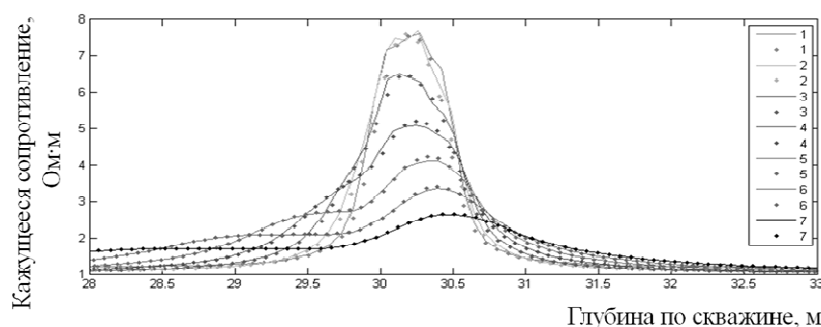


Рис. 3. Кажущиеся сопротивления, полученные по L- и EI-модели. Сплошные линии получены по L-модели, точки соответствуют EI-модели. Глубинность зонда увеличивается с его номером

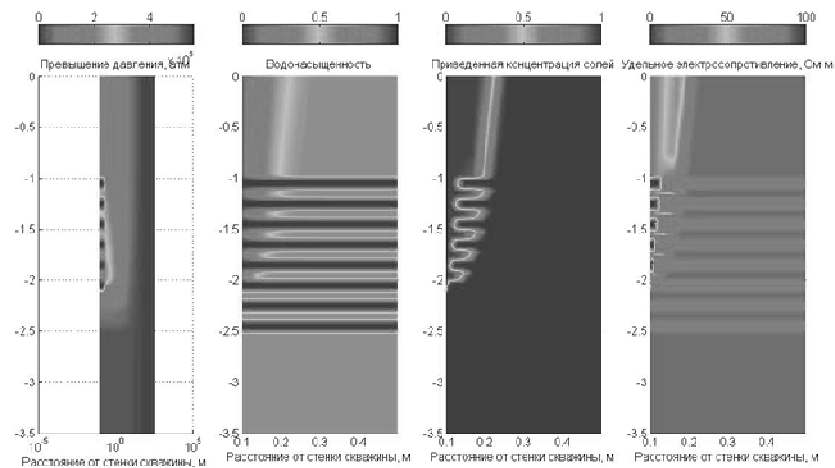
В реальности, при бурении скважин в песчанистых слоях образуется зона проникновения, поэтому основной интерес представляет эквивалентность *LI*- и *EI*-моделей. Аналогичные приведенным выше рассуждения позволяют утверждать, что такая эквивалентность имеет место. Главной особенностью эквивалентности указанных моделей является существенное (десятки %) занижение УЭС продуктивного слоя. С точки зрения петрофизики это означает, что песчанистый слой, насыщенный углеводородами, может быть проинтерпретирован как содержащий только водную фазу.

Перейдем к описанию предлагаемого метода выделения тонкослоистых интервалов по данным индукционного каротажа. После прохождения бурильного инструмента в проницаемом пласте начинает образовываться зона проникновения. Это объем прискважинного пространства, частично или полностью заполненный фильтратом бурового раствора. Так как концентрации солей в буровом растворе и пластовой воде, как правило, различны, УЭС прискважинной зоны и пласта различны. Наибольшие изменения происходят на начальной стадии после бурения, когда глинистая корка на стенке скважины еще не сформировалась. На рис. 4 представлены результаты расчетов формирования зоны проникновения на различные моменты времени. При этом абсолютная проницаемость прослоев, моделирующих песчанистые породы, принималась равной 100 мД, слабо проницаемых (глинистые породы) — 0,1 мД. Из представленных графиков следует, что на начальной стадии бурения слоистой пачки зона проникновения в проницаемых слоях неодинакова. Со временем, однако, глубина проникновения во всех проницаемых слоях неразличима.

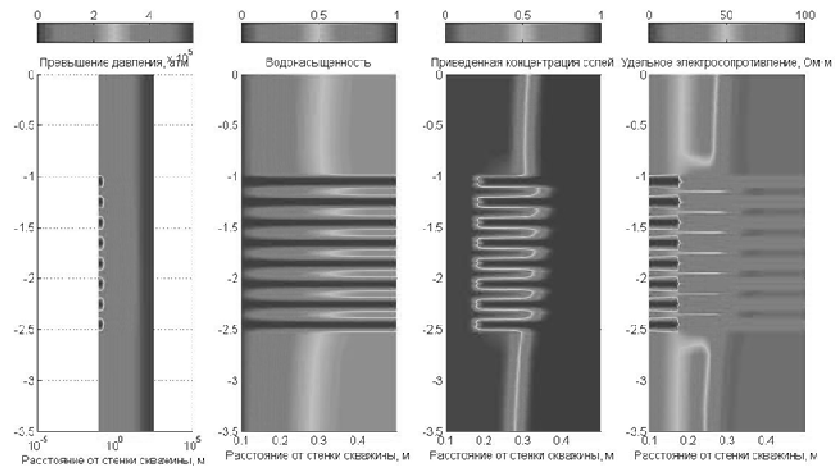
На рис. 5 показаны профили УЭС в центральных точках проницаемых прослоев на момент времени $t=30$ мин. Из представленных графиков можно сделать вывод, что наблюдается существенное расхождение между профилями УЭС.

На основе приведенных рассуждений можно сделать вывод о наличии «оптимального» времени исследования тонкослоистой пачки индукционным каротажным зондом. В случае если каротаж проводится в первый час после

вскрытия пачки, есть возможность выделения слоев, меньших по толщине, чем вертикальная разрешающая способность прибора.



а) время бурения – 30 мин



б) время бурения – 2 часа

Рис. 4. Развитие зоны проникновения на интервале переслаивания

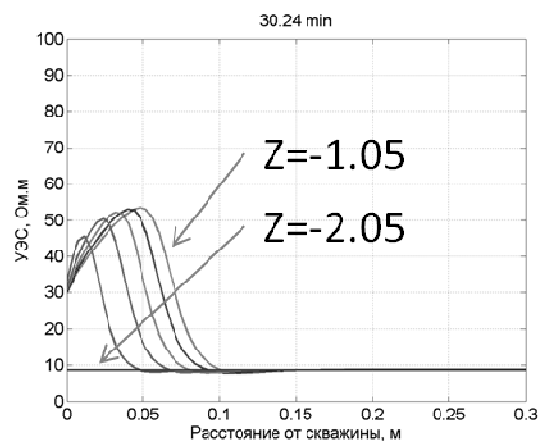


Рис. 5. Профили УЭС в центральных точках проницаемых слоев

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем // М.: Недра. – 1982. – 407 с.
2. Жданов М.С. Электроразведка: учебник для вузов // М.: Недра. – 1986. – 316 с.
3. Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. – 2003. – т. 44. – №6. – с. 148-157.
4. Anderson B., Barber T., Druskin V., Lee P., and Dussan E. The response of multiarray induction tools in highly dipping formations with invasion and in arbitrary 3D geometries // SPWLA 37th Annual Logging Symposium. – 1996. – paper A.

© Ю.Е. Антонов, И.Н. Ельцов, 2011

УДК 550.832.7

Е.В. Онегова¹, М.И. Эпов^{1,2}

¹Компания «Бейкер Хьюз», Российский научный центр, Новосибирск

²ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ ГЕОНАВИГАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В настоящее время всё больше нефтегазовых месторождений характеризуются сложными геологическими условиями. Поэтому возрастает потребность в бурении скважин с горизонтальным завершением. При проводке таких скважин важно как можно раньше определять расстояния как до кровли и подошвы коллектора, так и его внутренних границ. Решение этой задачи тем более эффективно, чем более глубинными являются зондирования в процессе бурения. Современные приборы индукционного каротажа работают в частотном режиме. Можно предположить, что использование метода переходных процессов (МПП) может обеспечить большую разрешающую способность таких зондирований. В работе рассматриваются возможности МПП для геонавигации горизонтальных скважин. Рассматривается ситуация, когда каротажный прибор находится в горизонтальной скважине в среде с горизонтальными и вертикальными границами. Разработана вычислительная схема на основе метода конечных элементов. Показаны корректность и преимущества разработанного метода, приведены численные примеры. Проанализирована чувствительность измеряемого сигнала к горизонтальным границам и границе, находящейся впереди прибора, в модели газонасыщенного коллектора.

E.V. Onegova¹, M.I. Epov^{1,2}

¹ Baker Hughes Russian Science Center

Kutateladze 4A, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

²Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS (IPGG)

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

POTENTIAL OF TRANSIENT ELECTROMAGNETIC METHOD FOR GEOSTEERING HORIZONTAL WELLS

Horizontal wells are used in deposits with complex geological conditions. Drilling such wells requires geosteering that is directional control of a well based on the results of downhole logging measurements. When drilling horizontal wells, it is essential to determine the distances to the top and base of the reservoir, and to its inner boundaries, as early as possible. The deeper logging while drilling data one may obtain, the more efficient solutions could be available. Present induction logging tools work in frequency regime. One can suppose that transient electromagnetic

method (TEM) can provide higher resolution power of logging. This paper discusses potential of TEM measurements for geosteering horizontal wells. We consider the situation when a logging tool is in a horizontal well in a medium with horizontal and vertical boundaries. Developed scheme of numerical modeling is based on the finite element method. Correctness and advantages of the scheme are shown. Some numerical results are demonstrated. Sensitivity of the signal measured to the horizontal boundaries and the boundary ahead of the tool has been analyzed in model of gas-saturated reservoir.

В настоящее время всё больше нефтегазовых месторождений характеризуются сложными геологическими условиями (низкопродуктивные пласты малой мощности, труднодоступные залежи, высоковязкая нефть, газовые шапки). Поэтому возрастает потребность в бурении скважин с горизонтальным завершением. Для проводки таких скважин необходима точная геонавигация, которая заключается в определении местоположения ствола скважины относительно внешних и внутренних границ вскрываемого коллектора. Цель геонавигации: оптимизация траектории скважины для достижения её максимальной продуктивности. И очевидно, что чем более глубинными являются зондирования в процессе бурения, тем более эффективно проводится навигация.

Для принятия решений при геонавигации используют данные, полученные приборами каротажа сопротивлений. Современные приборы каротажа сопротивлений работают в частотном режиме. Можно предположить, что использование метода переходных процессов (МПП) может обеспечить большую разрешающую способность таких зондирований, поскольку с увеличением времени регистрации сигнала возрастает чувствительность к более удаленным участкам среды, а влияние близко расположенных уменьшается [1, 3]. Основным ограничением для применения МПП в процессе бурения является наличие высокопроводящей бурильной трубы, поскольку сигнал от неё может на несколько порядков превосходить отклик от среды.

Чтобы оценить возможности МПП для геонавигации необходимо математическое моделирование, учитывающее специфику задачи. Одна из типичных моделей в геонавигации – это субгоризонтальный пласт-коллектор, ограниченный кровлей, подошвой и субвертикальными пропластками и пересекаемый субгоризонтальной скважиной. То есть среда содержит цилиндрические и плоские границы и поэтому является трехмерной.

Уравнение, описывающее нестационарное электрическое поле, если влиянием токов смещения можно пренебречь, имеет следующий вид

$$\operatorname{rot}\left(\frac{1}{\mu} \operatorname{rot} \vec{E}\right) + \sigma \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} = -\frac{\partial \vec{J}}{\partial t}, \quad (1)$$

где $\vec{E}$ – вектор напряженности электрического поля, μ – магнитная проницаемость, σ – удельная электрическая проводимость, t – время, $\vec{J}$ – плотность стороннего тока.

Направим ось z декартовой системы координат вдоль скважины (рис. 1). Поскольку источником является соосная с трубой катушка, то плотность стороннего тока $\vec{J}$ будет иметь только одну ненулевую компоненту – J_φ . Изменение плотности стороннего тока во времени описывается функцией Хевисайда.

В соответствии с законом индукции Фарадея вихревые токи в среде после выключения тока в источнике сосредоточены вблизи него. Затем в процессе эволюции они начинают диффундировать в среду. Пока эти токи не достигли горизонтальных границ, электрическое поле остается осесимметричным как в катушке и имеет только одну ненулевую компоненту – E_φ . Воспользуемся этим фактом и на ранних временах будем решать двумерную задачу в цилиндрических (r, z) -координатах вместо трехмерной.

Наличие металлической трубы вблизи источника и удаленных границ, влияние которых проявляется на сравнительно поздних временах, усложняют задачу в вычислительном плане. Поскольку сигнал от токов в трубе преобладает в общем сигнале, разделим полное поле на нормальное поле от трубы в осесимметричной области $\vec{E}_0 = (0, E_\varphi(r, z), 0)^T$ и аномальное поле от остальной среды $\vec{E}_+$. Будем вычислять их отдельно. Тогда подробные сетки потребуются только в двумерной задаче, и за счет этого возможно существенно сократить время счета. Отметим, что среда, соответствующая нормальному полю, может содержать любые осесимметричные объекты, в том числе элементы прибора.

Уравнение для нормального поля $\vec{E}_0$ имеет вид

$$\operatorname{rot}\left(\frac{1}{\mu}\operatorname{rot}\vec{E}_0\right)+\sigma_0\frac{\partial\vec{E}_0}{\partial t}=-\frac{\partial\vec{J}}{\partial t}, \quad (2)$$

где σ_0 – удельная электрическая проводимость осесимметричной среды. То есть σ_0 отличается от σ только в тех частях расчетной области, которые не являются осесимметричными. Для модели, изображенной на рис. 1, нормальное поле – это поле от трубы в скважине в однородной среде.

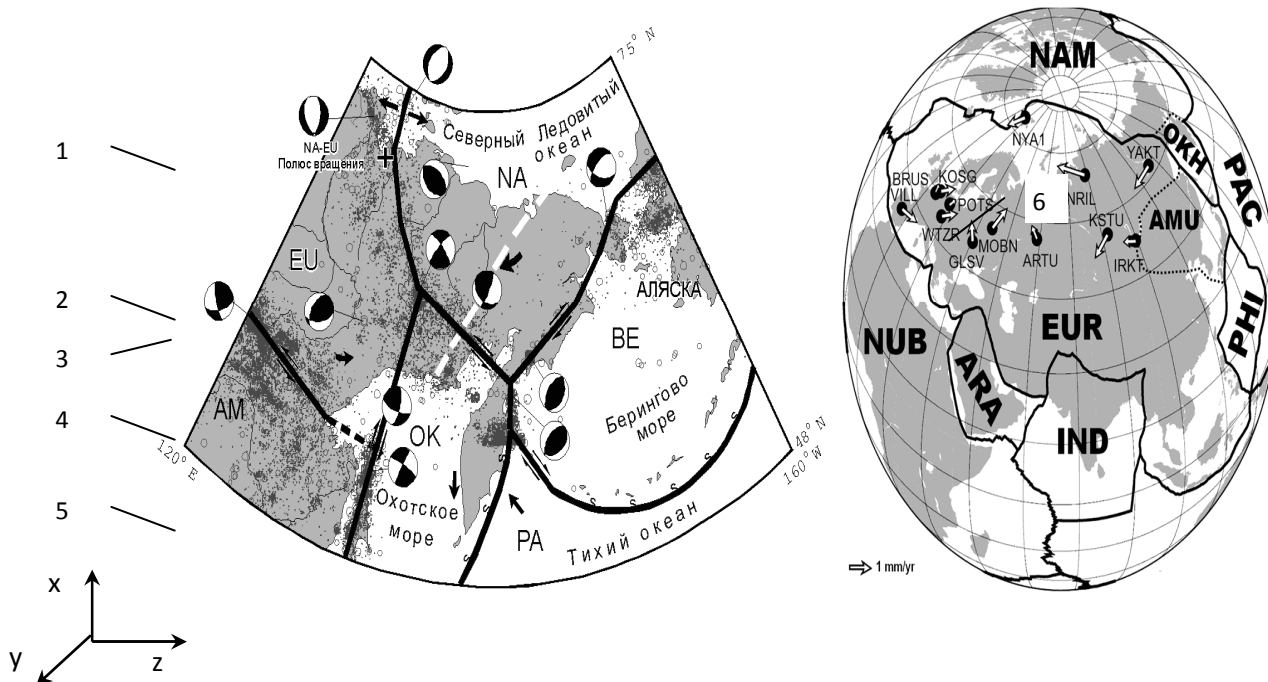


Рис. 1. Расчетная область:

- 1 – крышка коллектора; 2 – буровая труба, на которой расположены генераторная и приемная катушки; 3 – скважина; 4 – коллектор; 5 – подстилающая среда; 6 – вертикальная граница

Вычитая уравнение (2) из уравнения (1), получаем уравнение для аномального поля $\vec{E}_+$

$$\text{rot}\left(\frac{1}{\mu} \text{rot}\vec{E}_+\right) + \sigma \frac{\partial \vec{E}_+}{\partial t} = (\sigma_0 - \sigma) \frac{\partial \vec{E}_0}{\partial t}. \quad (3)$$

Таким образом, вычислительный процесс заключается в следующем:

1. С нулевого до некоторого t_0 момента времени решается осесимметричная задача;
2. Начиная с времени t_0 на каждом временном слое решаются осесимметричная и трехмерная задачи.

В обеих задачах задаются однородные начальные условия. В качестве краевых используются приближенные однородные условия Дирихле.

Для численного решения начально-краевых задач используем метод конечных элементов. Для конечно-элементной дискретизации в двумерной задаче используются прямоугольники с билинейными базисными функциями, а в трехмерной задаче – шестигранники с векторными базисными функциями первого порядка [4]. Для аппроксимации по времени используется трехслойная неявная разностная схема [2]. Верификация разработанной вычислительной схемы проводилась с помощью сравнения полученных расчетов в одномерных и двумерных моделях, с известными решениями, а также с решениями, вычисленными с помощью коммерческих конечно-элементных пакетов.

Рассмотрим модель газонасыщенного коллектора (рис. 2). УЭС коллектора $\rho_1 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Над коллектором на расстоянии h_1 от оси зонда находится глинистая покрывка ($\rho_2 = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), под ним на расстоянии h_2 – нефтенасыщенный песчаник ($\rho_3 = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Впереди зонда на расстоянии Δ от генераторной катушки ортогонально скважине находится глинистый прослой ($\rho_4 = 2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Буровой раствор на глинистой основе имеет УЭС $2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

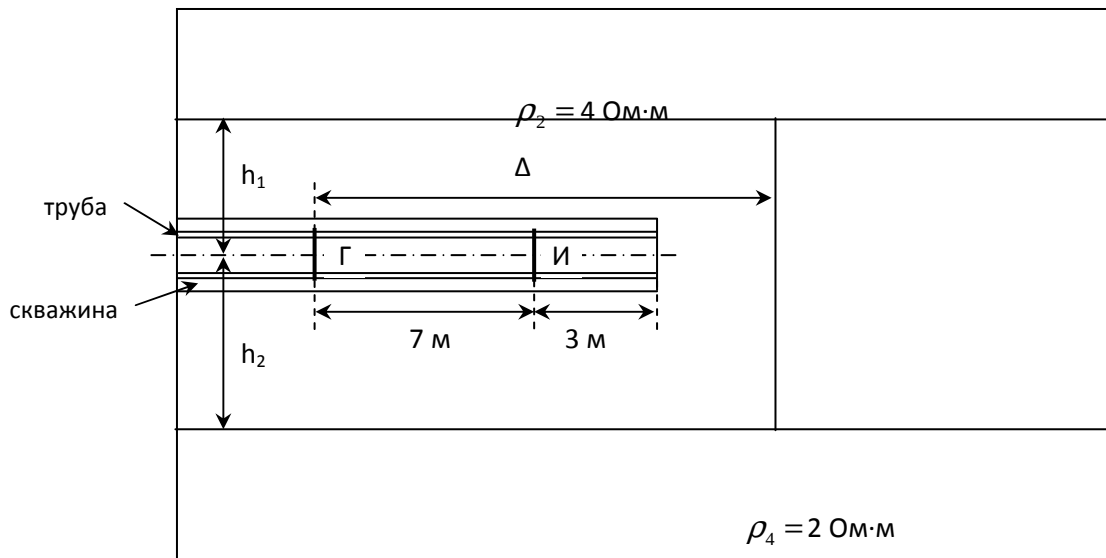


Рис. 2. Модель газонасыщенного коллектора

УЭС стальной немагнитной трубы $7.14 \cdot 10^{-7} \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Внутренний и внешний радиусы трубы: 0.04 м и 0.07 м; радиус генераторной и измерительной катушек 0.085 м; радиус скважины 0.108 м. Расстояние между генераторной и измерительной катушками 7 м, расстояние от измерительной катушки до конца трубы 3 м.

Временная зависимость аномальной части ЭДС, наведенной в измерительной катушке, к сигналу в среде без горизонтальных границ при разных значениях h_1 и h_2 изображена на рис. 3. Видно, что кривые, соответствующие фиксированному значению h_2 и разным h_1 , отличаются незначительно. Это говорит о том, что чувствительность сигнала к глинистой покрывке слабая. При этом сигнал чувствителен к подошве коллектора, находящейся на расстоянии $h_2 = 20 \text{ м}$.

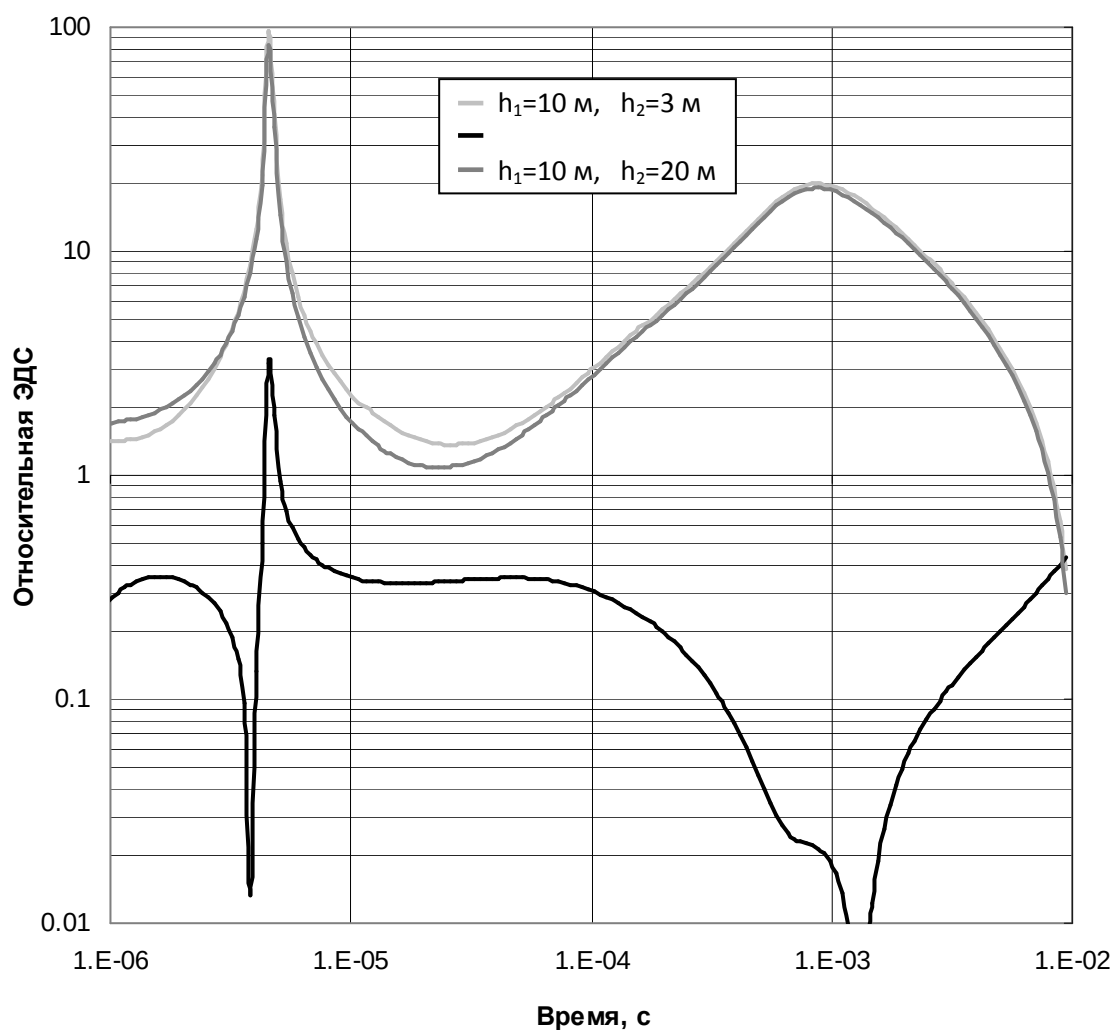


Рис. 3. Аномальная часть ЭДС относительно сигнала в модели без горизонтальных границ при разных расстояниях до кровли (h_1) и подошвы (h_2) коллектора

На рис. 4 изображена временная зависимость аномальной части ЭДС к сигналу в среде без вертикального прослоя при $\Delta=11, 15, 20$ м. Начиная с момента времени 5 мс все три кривые практически совпадают. Это означает, что чувствительность к параметру Δ пропадает, но при этом мы можем сказать, что чувствительность к наличию границы есть, так как относительная ЭДС меньше единицы. До 5 мс относительная ЭДС достигает значения 1.5 при $\Delta=11$ м и колеблется в диапазоне 0.9-1.1 при $\Delta=15-20$ м. Следовательно, существует ограничение на определение расстояния до удаленной границы, находящейся впереди зонда.

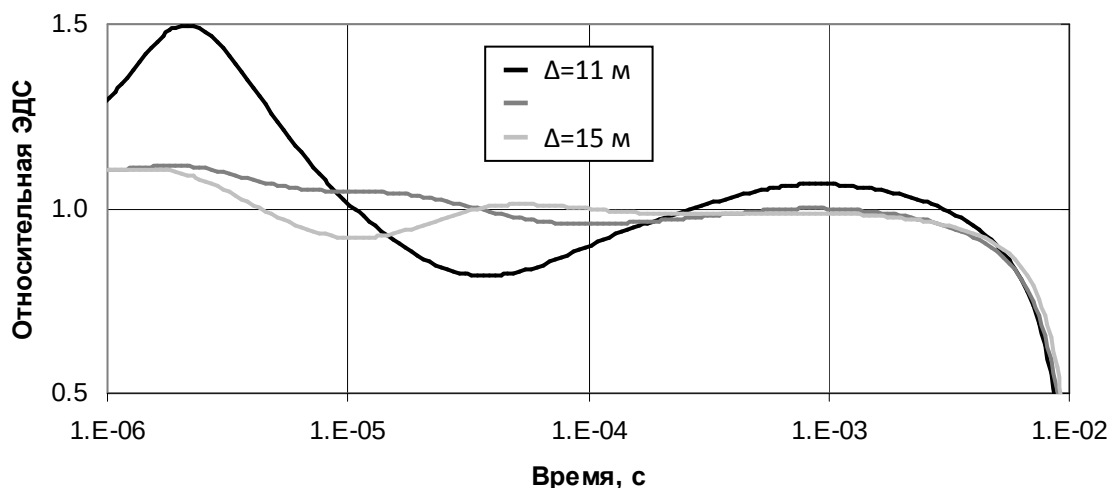


Рис. 4. Аномальная часть ЭДС относительно сигнала в модели без вертикальной границы при разных расстояниях до вертикальной границы Δ

Таким образом, получено, что в газонасыщенном коллекторе аномальная часть сигнала чувствительна к горизонтальной границе, находящейся на расстоянии 20 м от источника. Чувствительность к вертикальному прослою слабая.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кауфман А.А., Соколов В.П. Теория индукционного каротажа методом переходных процессов // Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1972. – 108 С.
2. Марчук Г.И. Методы вычислительной математики // М.: Наука, 1980. – 430 С.
3. Плюснин М.И., Вильге Б.И. Обоснование индукционного каротажа методом переходных процессов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – № 5. – 1969. – С. 158-165.
4. Nedelec J.C. Mixed Finite Elements in R3 // Numer. Math. – Vol. 35. – 1980. – PP. 315-341.

УДК 528

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

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

СИСТЕМА КОНЦЕНТРИРОВАНИЯ И ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО ВЫДЕЛЕНИЯ МЕТАНОЛА – НОВОГО АНАЛИТА ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОГО ИЗОТОПНОГО СОСТАВА МЕТАНА

Работа посвящена развитию нового подхода к масс-спектрометрическому измерению комбинированного изотопного состава метана, который основан на предварительной «on-line» конверсии метана в метанол в коронном разряде и селективной химической ионизации. Одним из преимуществ метода является возможность концентрировать новый аналит – метанол на сорбентах при температуре окружающей среды. Описана простая система обогащения и хроматографического выделения метанола, обеспечивающая коэффициент обогащения 500 и более и достаточное хроматографическое разделение метанола и воды за время около 100 с.

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

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

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

THE SYSTEM OF ENRICHMENT AND CHROMATOGRAPHIC SEPARATION OF METHANOL – TNE NEW ANALYTE FOR DETERMINATION OF THE COMBINED ISOTOPIC COMPOSITION OF METHANE

This work is developing the new approach to mass-spectrometric determination of the combined isotopic composition of methane. The approach is based on the preliminary on-line conversion of methane to methanol in corona discharge and selective chemical ionization. One of the method's advantages is the possibility to concentrate the new analyte – methanol on sorbents at ambient temperature. The system of enrichment and separation of methanol is reported. The simple system provides the rise in the enrichment factor of methanol at least 500 and gives sufficient separation of methanol and water mixture in about 100 s.

Известно, что изотопные отношения углерода $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ и водорода D/H в метане зависят от источника его происхождения [1], поскольку в разных каналах метаногенеза превалируют разные механизмы изотопного фракционирования. В результате многочисленных исследований эмпирически установлены границы вариаций изотопных отношений, с помощью которых можно различать термогенный и бактериальный метан [2]. Тип источника происхождения метана в газовых проявлениях на земной поверхности, в

почвенных газах и в бурильном растворе является важным геохимическим критерием нефтегазоносности при поиске залежей углеводородов. В то же время оперативность получения и объем таких данных значительно ограничены отсутствием соответствующей аппаратуры и методов для внелабораторных измерений: в настоящее время для измерения природных вариаций изотопного состава используется исключительно лабораторное масс-спектрометрическое оборудование.

Авторами предложен новый подход [3], который позволяет существенно упростить аппаратуру для изотопной характеристики метана и в перспективе реализовать ее в полевом исполнении для выполнения внелабораторных анализов.

В предложенном способе продуктом-аналитом является метанол, образованный в результате плазмо-химической конверсии метана в воздухе. Изотопный анализ метанола производят на масс-спектрометре с положительной химической ионизацией при атмосферном давлении (ХИАД) путем измерения отношения интенсивностей токов ионов с массами 34 а.е. ($^{13}\text{CH}_5^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{CDH}_4^{16}\text{O}^+$, $^{12}\text{CH}_5^{17}\text{O}^+$) и 33 а.е. ($^{12}\text{CH}_5^{16}\text{O}^+$). На основании изотопного анализа аналита рассчитывают комбинированный изотопный состав метильной группы молекулы метана, то есть относительную распространенность суммы основных изотопомеров метильной группы молекулы метана $^{13}\text{CH}_3$ и $^{12}\text{CDH}_2$.

Одним из преимуществ развиваемого подхода состоит в том, что новый аналит – метанол, в отличие от традиционного аналита - углекислого газа, можно концентрировать с помощью распространенных сорбентов при температуре окружающей среды.

Для выполнения исследований по концентрированию следов метанола в воздухе экспериментальный образец масс-спектрометра с химической ионизацией при атмосферном давлении [4] был сопряжен с устройством отбора и ввода пробы «концентратор-термодесорбер», ранее эффективно использованном в мобильном хромато-масс-спектрометре, разработанном в лаборатории 407 ИНГГ СО РАН [5]. Основной особенностью данного устройства ввода является то, что после десорбции в результате быстрого баллистического нагрева вся проба без разбавления попадает непосредственно в транспортировочную магистраль в виде узкого пика без необходимости дополнительной фокусировки.

Для получения максимальных значений коэффициента обогащения в результате экспериментальных исследований были выбраны: тип сорбента, температура десорбции, величина

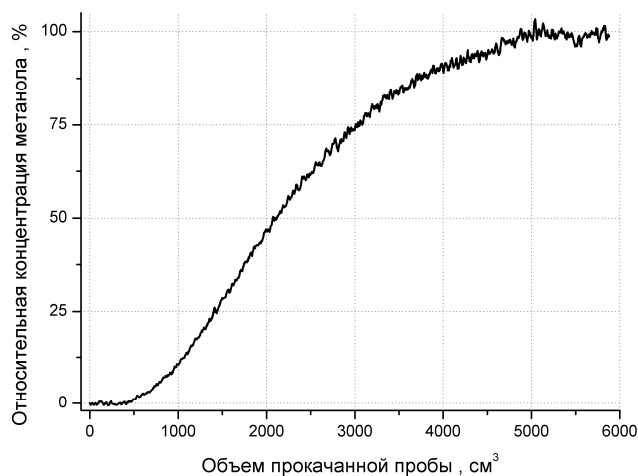


Рис. 1. Относительная концентрация метанола на выходе концентратора с силикагелем (10 мг) в зависимости от объема прокачанной пробы

транспортировочного потока газа-носителя через концентратор и запорного потока.

Схема экспериментальной установки для измерения коэффициента обогащения приведена на рисунке 2.

Рис. 2. Схема экспериментальной установки по измерению коэффициента обогащения метанола

Коэффициент обогащения K рассчитывался как отношение интенсивностей соответствующих сигналов:

$$K = \frac{I_{об}}{I_0},$$

где $I_{об}$ - интенсивность сигнала при подаче пробы через систему обогащения, I_0 - интенсивность сигнала при подаче пробы напрямую. Результаты измерений коэффициента обогащения метанола при различных объемах пробы приведены на рисунке 3. Отклонение от линейной зависимости, наблюдаемое при объеме пробы более 500 см³, соответствует полученным данным о проскоке метанола.

Теоретически коэффициент обогащения K для данного устройства ввода выражается формулой:

$$K \approx \frac{V_{np}}{Q_{ex} \cdot \Delta t},$$

где V_{np} - объем пробы, Q_{ex} - входной поток в прибор, Δt - ширина импульса пробы после термодесорбции. В экспериментах использовался $Q_{ex}=15$ см³/мин; ширина импульса Δt составляла величину около 4 с. Таким образом теоретическая оценка хорошо соответствует полученным экспериментальным данным.

В экспериментах по исследованию системы обогащения использовался заранее осушенный воздух, однако при реализации метода в целом метано-воздушная смесь должна содержать пары воды, необходимые для плазмо-химической конверсии метана в метанол. В то же время экспериментально установлено, что эффективность химической ионизации метанола снижается с ростом концентрации воды в пробе. Для устранения влияния воды в пробе и стандартизации условий ионизации необходимо

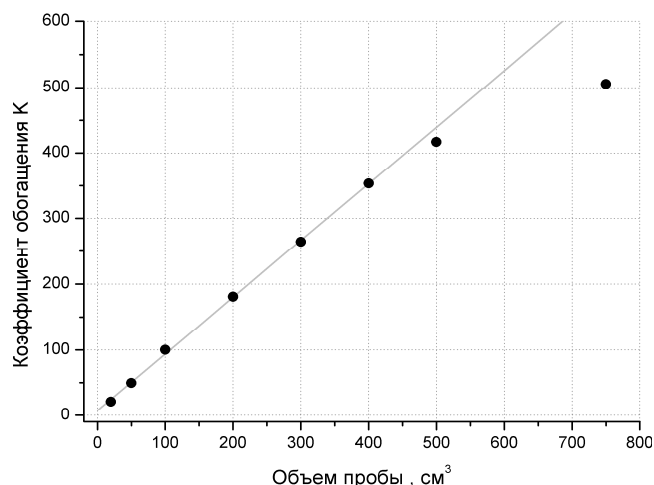


Рис. 3. Коэффициент обогащения метанола при различных объемах пробы

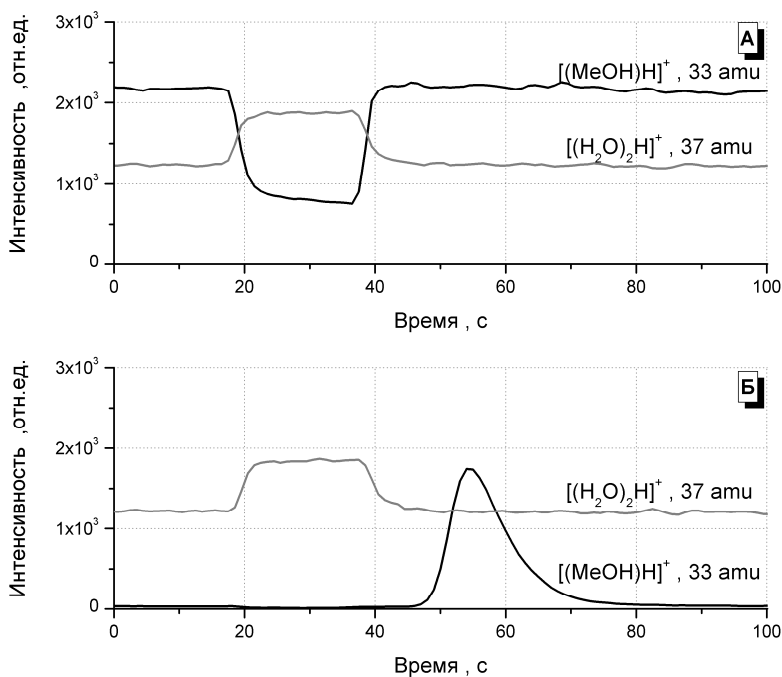


Рис. 4. А) влияние пика воды на эффективность ионизации метанола; Б) хромотограмма, демонстрирующая разделение метанола и воды

предварительное хроматографическое разделение воды и метанола. Для ее реализации использовалась хроматографическая колонка PoraplotQ (2 м x 0,32 мм), один конец которой соединялся с источником ионов, другой с термодесорбером.

Эффект влияния воды на эффективность ионизации метанола продемонстрирован на рисунке 4А). Масс-спектрометр настраивался на регистрацию протонированного кластера воды $[(\text{H}_2\text{O})_2\text{H}]^+$ с массой 37 а.е.м. и протонированной молекулы метанола $[(\text{MeOH})\text{H}]^+$ с массой 33 а.е.м. В источник ионов дополнительно подавалась постоянная концентрация метанола. На концентратор отбиралась проба воздуха с относительной влажностью 2,2% объемом 150 см³. После ввода концентратора в термодесорбер, в момент выхода пика воды интенсивность сигнала от метанола на массе 33 а.е.м. существенно снижалась. На рисунке 4Б) приведена хроматограмма, демонстрирующая разделение воды и метанола после ввода пробы воздуха с влажностью 2,2% объемом 150 см³, содержащей метанол.

Таким образом, определено и реализовано техническое решение системы обогащения и хроматографического выделения метанола - аналита, используемого в развиваемом методе определения комбинированного изотопного состава метана. Система сопряжена с экспериментальным образцом малогабаритного масс-спектрометра с химической ионизацией при атмосферном давлении.

В ходе экспериментальных исследований выполнена оптимизация элементов конструкции и режимов работы системы для обеспечения максимального коэффициента обогащения. С использованием эталонного источника микропотока метанола экспериментально получен коэффициент обогащения по крайней мере 500 при объеме пробы 800 см³. Необходимая степень хроматографического отделения метанола от воды достигается на колонке PoraplotQ (2 м x 0,32 мм) за время около 100 с.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Schoell M. Multiple origin of methane in the earth // Chemical Geology. 1988. V. 71. P. 1-10.
2. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chemical Geology. 1999. V. 161. I. 1. P. 291-314.
3. Макась А.Л., Кудрявцев А.С., Трошков М.Л. Новый подход к измерению комбинированного изотопного состава метана с целью его генетической характеристики // Материалы VI Международного конгресса ГЕО-СИБИРЬ-2010, том 2, ч.2, с 76-79
4. Makas A.L., Troshkov M.L., Kudryavtsev A.S., Lunin V.M. Miniaturized mass-selective detector with atmospheric pressure chemical ionization // Journal of Chromatography B. 2004. V. 800. p. 63-67.
5. Makas A.L., Troshkov M.L. Field gas chromatography – mass spectrometry for fast analysis // Journal of Chromatography B. 2004. V. 800. p. 55-61.

© А.С. Кудрявцев, А.Л. Макась, М.Л. Трошков, 2011

УДК 532.546+550.832

И.Н. Ельцов¹, Г.В. Нестерова¹, А.А. Кашеваров²

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²ИГиЛ, Новосибирск

ФОРМИРОВАНИЕ ЗОНЫ ПРОНИКНОВЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ С РАСТВОРАМИ НА ВОДНОЙ И НЕФТЯНОЙ ОСНОВЕ

На основе численного моделирования исследованы гидродинамические процессы вытеснения пластовых флюидов в нефтенасыщенном коллекторе при бурении вертикальных скважин с учетом режима бурения и типа бурового раствора: глинистого или на нефтяной основе. Процесс бурения с использованием буровых растворов на нефтяной основе описывается моделями трехфазной фильтрации. Проведены исследования влияния гидродинамических характеристик зоны проникновения на вид кривых удельного электрического сопротивления (УЭС) в зависимости от типа бурового раствора. Использование гидродинамического моделирования для интерпретации практических диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа позволило построить непротиворечивые геоэлектрические и гидродинамические модели в коллекторах с различным флюидонасыщением. Прогнозирование характеристик и структуры зоны проникновения позволяет снизить неопределенность геофизических моделей при инверсии результатов электромагнитного зондирования скважин.

I.N. Yeltsov¹, G.V. Nesterova¹, A.A. Kashevarov²

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

Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

²Lavrentyev Institute of Hydrodynamics SB RAS

Lavrentyev av., 15, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

FORMATION OF INVADED ZONE DURING DRILLING WITH WATER- AND OIL-BASED MUD

Numerical simulation of hydrodynamic processes in oil-saturated reservoir during vertical well drilling was done. Effect of drilling technique and type of drilling mud (water- and oil-based) was investigated. Processes of oil-based mud-filtrate invasion were simulated by three-phase filtration. Effects of hydrodynamic parameters of invaded zone on borehole resistivity measurements were investigated. Determination of parameters and structure of invaded zone under interpretation of electromagnetic loggings reduces uncertainty of constructed geoelectric and hydrodynamic models of reservoirs with different saturating fluid.

Постановка задачи

Модель течения флюидов. Для описания течения в прискважинной зоне используется модель Баклея – Леверетта [1-3]:

$$\frac{\partial(r\phi S_i)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(r K_i \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(r K_i \frac{\partial P}{\partial z} \right), \quad (1)$$

где S – водонасыщенность, Φ – пористость, K_i – фазовая проницаемость, P – перепад давления, z – вертикальная компонента, r – расстояние от стенки скважины, индексы соответствуют: 1- воде (пластовая и бурового раствора), 2 – пластовой нефти, 3- дополнительной компоненте в буровом растворе (нефтяная основа). Каждая из фаз имеет свои функциональные зависимости фазовых проницаемостей $K_i = \frac{k}{\mu_i} S_i^{n_i}$, где k – абсолютная проницаемость, μ_i – вязкость и S_i – доля в смеси соответствующий фазы.

Для модели со смешением пластовой нефти и нефтяной основы бурового раствора в системе (1) рассчитываются две компоненты $i=1, 2$ (1 – вода, 2 – смесь нефтяной основы бурового раствора и пластовой нефти). Вязкость смеси задаётся как линейная комбинация вязкостей пластовой нефти μ_{oil} и вязкости нефтяной основы μ_3 в зависимости от её концентрации C_3 в смеси

$$\mu_2 = C_3 \mu_3 + (1 - C_3) \mu_{oil}.$$

Концентрация C_3 нефтяной основы бурового раствора в смеси определяется по скорости переноса второй фазой нефти, содержащейся в буровом растворе и в пласте

$$\frac{\partial(r\phi S_2 C_3)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(r K_2 \frac{\partial P}{\partial r} C_3 \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(r K_2 \frac{\partial P}{\partial z} C_3 \right). \quad (2)$$

Концентрация солей (C) в фильтрате бурового раствора и в пластовой воде различная и процесс солепереноса определяется движением водной фазы

$$\frac{\partial(r\phi S_1 C)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(r K_1 \frac{\partial P}{\partial r} C \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(r K_1 \frac{\partial P}{\partial z} C \right). \quad (3)$$

При внедрении фильтрата бурового раствора в пласт задаются значения насыщенностей поступающих в пласт и концентрация солей в водной фазе фильтрата:

$$S_1|_{r=R_b} = S_b, \quad S_3|_{r=R_b} = (1 - S_b), \quad C|_{r=R_b} = C_b,$$

где R_b – радиус скважины, S_b – водонасыщенность фильтрата бурового раствора, C_b – концентрация солей в буровом растворе.

Модель динамики глинистой корки. При условии несжимаемости жидкости и скелета, течение фильтрата через глинистую корку подчиняется закону Дарси, что позволяет явно выписать соотношение, связывающее расход фильтрата Q с перепадом давлений на внешней (давление в скважине P_b) и внутренней (давление на границе с пластом $P|_{r=R_b}$) сторонах корки [3-5]

$$Q = -R_b K_f P_r|_{r=R_b} = R_b (f_c + f_d)^{-1} (P_b - P|_{r=R_b}).$$

Здесь f_c , f_d – фильтрационные сопротивления внешней и внутренней глинистой корки, K_f – коэффициент фильтрации пласта. Для фильтрационных сопротивлений справедливы формулы

$$f_c = R_b \int_{R_b-d}^{R_b} (rK_c)^{-1} dr, \quad f_d = R_b \int_{R_b}^{R_b+h} (rK_d)^{-1} dr.$$

Здесь $d(t)$, h – толщина внешней глинистой корки и зоны кольматации (внутренней корки); K_c , K_d – коэффициенты фильтрации корки и зоны кольматации.

Внутренняя глинистая корка формируется в основном в начальный момент вскрытия пласта в призабойной части скважины, когда внешняя корка еще не образовалась. В дальнейшем глинистая корка практически полностью перехватывает твердые частицы, и внутренняя корка сохраняет постоянное фильтрационное сопротивление f_d . Если средний коэффициент фильтрации K_c внешней глинистой корки постоянен, то $f_d = R_b \ln(1+d/(R_b-d))K_c^{-1}$, а при малой толщине корки $f_c \approx d/K_c$. На пробуренном участке пласта $0 < z < l = \min(l_b, L_z)$, где l_b – глубина забоя скважины, L_z – мощность пласта задается граничное условие

$$Q = -R_b K_f P_r|_{r=R_b} = R_b (d/K_c + b_0)^{-1} (P_b - P|_{r=R_b}), \quad b_0 = f_d^{-1}. \quad (4)$$

На участке $l < z < L_z$ задается условие осевой симметрии (нулевой поток). Динамика роста внешней глинистой корки моделируется обыкновенным дифференциальным уравнением

$$d_t = \alpha Q - \gamma v_b, \quad d(0) = 0. \quad (5)$$

Здесь $\alpha \approx R_b^{-1} \delta / ((1-m_c)(1-\delta))$, δ – объемная доля глинистых частиц в буровом растворе, m_c – пористость корки, γ – параметр смыва частиц с поверхности корки, v_b – вертикальная скорость течения бурового раствора.

Параметры внешней корки m_c , K_c – зависят как от типа бурового раствора, так и от условия проходки скважины определяющих процесс формирования корки. Параметр кольматации f_d зависит от размера частиц в буровом растворе, от размеров поровых каналов пород пласта и условий формирования внешней глинистой корки. Превышение давления в скважине над пластовым P_b и скорость течения бурового раствора в скважине v_b зависят как от расхода и давления нагнетания бурового раствора, так и от компоновки бурового снаряда.

На основе предлагаемой модели были решены задачи бурения вертикальной скважины с использованием глинистого и нефтяного буровых растворов с общими для всех вариантов данными. Численные расчеты выполнялись с использованием неявных конечно-разностных схем и итерационного метода переменных направлений, для уравнений переноса использовалась противопотоковая аппроксимация.

Ниже приведены одномерные графики изменения в средних частях одного из слоёв концентрации солей C , водонасыщенности S и УЭС R .

На рис. 2 приведены распределения сопротивлений для средних частей слоев, рассчитанные по обобщённой формуле Арчи:

$$R = A \cdot (C + C_0)^{-p} (S + S_0)^{-q} (\phi + \phi_0)^{-g} f(T) \quad (6)$$

при значениях параметров: $A=1.2$, $S_0=0.03$, $\Phi_0=0$, $p=1.0$, $q=1.9$, $g=1.9$. Это же распределение можно восстановить по данным электромагнитного зондирования, таким образом, устанавливается модельная связь между результатами инверсии диаграмм электромагнитного каротажа и распределением флюидов [6-8].

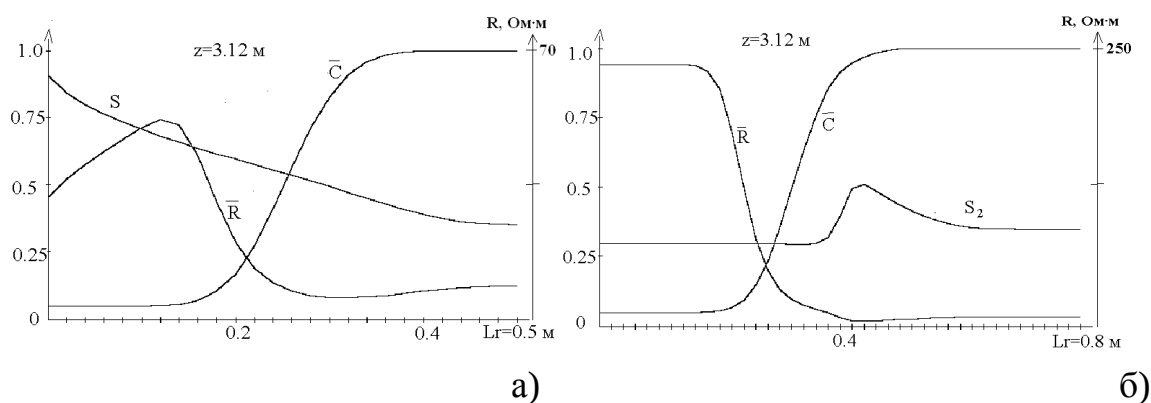


Рис. 1. Относительная концентрация солей ($\bar{C}$), водонасыщенность (S) и УЭС (R) при бурении на глинистом (рис. а) и нефтяном (рис. б) буровых растворах в середине слоя с параметрами $K_p = 19 \%$, $K_{pr} = 100$ мД, $K_v = 35 \%$

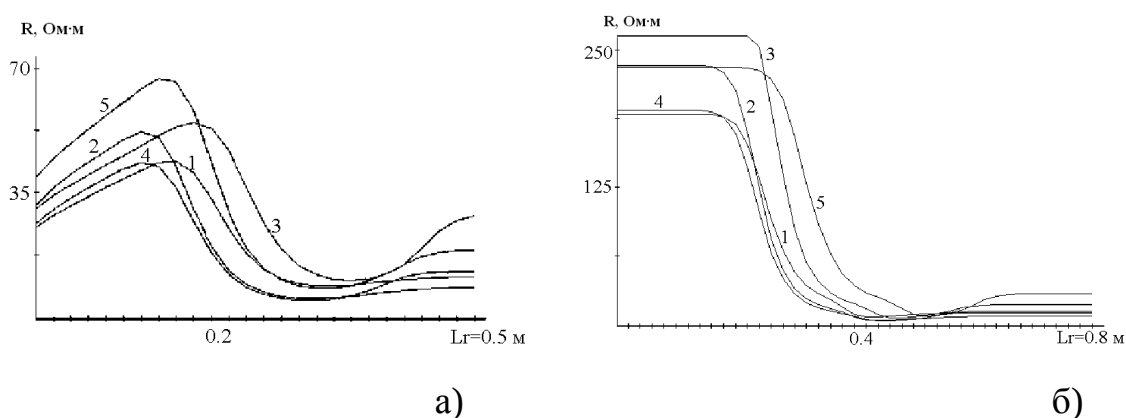


Рис. 2. УЭС в средней части слоев, номера кривых соответствуют номеру слоя. Рис. а соответствует бурению на глинистом буровом растворе, рис. б - с буровым раствором на нефтяной основе

Для построения замкнутой гидродинамической модели зоны проникновения необходимо учитывать результаты интерпретации данных электромагнитного каротажа по всему комплексу пластов для рассматриваемой скважины, а также результаты петрофизических исследований геологического разреза соседних скважин. Наибольшая точность геофизического каротажа достигается при использовании глинистого бурового раствора на водной основе. В этом случае в зоне проникновения изменение электросопротивления позволяет выделить нефтенасыщенные пласты и определить гидрофизические параметры слоев. Использование буровых растворов на нефтяной основе ведет к сильному увеличению электросопротивления вблизи скважины, что не позволяет точно оценить изменение электросопротивления в пластовых условиях. Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант № 10-05-00835-а.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кашеваров А.А. Математическое моделирование процессов солепереноса взаимосвязанными течениями подземных и поверхностных вод [Текст] / А.А. Кашеваров // Прикладная механика и техническая физика. – 1998. – Т.39. – №4. – С.118-126.

2. Zhange J.H. Estimation of True Formation Resistivity and Water Saturation with a Time-Lapse Induction Logging Method [Text] / Zhange J.H., Hu O., Liu Z.H. // The Log Analyst. – 1999. – Vol. 40 – No.2. – P. 138-148.
3. Кашеваров А.А. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин [Текст] / Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. // Прикладная механика и техническая физика. – 2003. – Т.44. – № 6. – С. 148-157.
4. Нестерова Г.В. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования [Текст] / Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. // Каротажник. – № 1. – 2008. – С. 52-68.
5. Макаров А.И. Оценка проницаемости пласта по толщине глинистой корки [Текст] / Макаров А.И., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. // Каротажник. – 2010. – № 1. – С. 97–114.
6. Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Гладких М.Н., Антонов Ю.Е., Макаров А.И. Формирование зоны проникновения по данным натурного эксперимента [Текст] / Каротажник. – № 4. – 2009. – С. 109-119.
7. Ельцов И.Н. Гидродинамические процессы при бурении скважины и их влияние на результаты геофизических исследований [Текст] / Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Нестерова Г.В. // Геофизический журнал. – № 4. – Т. 31. – 2009. – С. 132-141.
8. Salazar J.M. Quantitative comparison of processes of oil- and water-based mud-filtrate invasion and corresponding effects on borehole resistivity measurements [Текст] / Salazar J.M., Torres Vergin C. // Geophysics. – 2009. Vol. 74. – No 1. – P. E57-E73.

© И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, 2011

УДК 550.8

Е.В. Карташов, М.Н. Балдин, В.М. Грузнов

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПАССИВНЫХ КОНЦЕНТРАТОРОВ ДЛЯ ГЕОХИМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ

В статье рассмотрены аппаратура и методика для геохимической съемки с использованием пассивных концентраторов на С6-С8. Описание полевых экспериментов. Результаты.

E.V. Kartashov, M.N. Baldin, V.M. Gruznov

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

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

APPLICATION OF PASSIVE CONCENTRATORS FOR GEOCHEMICAL SURVEY

In article is considered equipment and method for geochemical surveys using passive concentrators for C6-C8. Description of field experiments. Results.

При геохимической съемке с использованием ПК, концентраторы помещаются на глубину 0,5 – 1,5 м на время 1-2 суток, затем вынимаются и доставляются в полевой лагерь. Здесь содержимое концентраторов анализируется на полевом хроматографе и составляется электронный журнал с результатами анализа углеводородов в каждой точке профиля.

Пассивные концентраторы (ПК) представляют собой стеклянные или металлические трубки с сорбентом на внутренней поверхности. Длинной трубок 40 - 60 мм, наружный диаметр 6 мм, внутренний диаметр 4 мм.

Каждый концентратор помещается (рисунок 2) в чистый контейнер (поз. 1) емкостью 15 мл и закрывается крышкой (поз. 2) с непроницаемыми вкладышами (поз. 3).

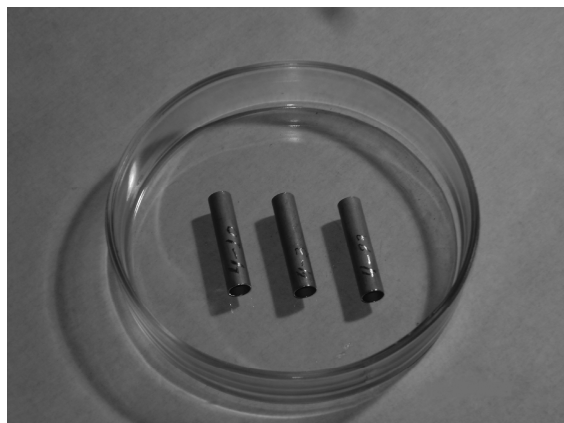


Рис. 1. Металлические пассивные концентраторы



Рис. 2. Контейнер для пассивного концентратора:

1 – контейнер; 2 – закручивающаяся крышка; 3 – непроницаемый вкладыш

Для очистки ПК перед его установкой в контейнер используется специальное портативное десорбирующее устройство – десорбер (показан на рисунке 3).



Рис. 3. Десорбер для очистки концентраторов



Рис. 4. Анализатор-хроматограф



Рис. 5. Контейнер для переноски и хранения концентраторов и приспособления для пробоотбора

- | | |
|------------------------------------|---|
| 1 – концентратор | 2 – контейнер (Vials 15мл) для переноски и хранения концентратора |
| 3 – крышка контейнера | 4 – тефлоновый пористый фильтр |
| 5 – кольца для уплотнения фильтра. | 6 – пробоотборная емкость (банка) |
| 7 – капроновая веревка | 8 – ручной бур |

Для проведения пробоотбора (патент РФ №81344) на ПК контейнеры с ПК закрепляются в пробоотборной емкости (банке). Банка с контейнерами устанавливается в шурф (ямку) на глубину 50 см. (рисунок 6). Шурф диаметром 12 см сверлится ручным буром.

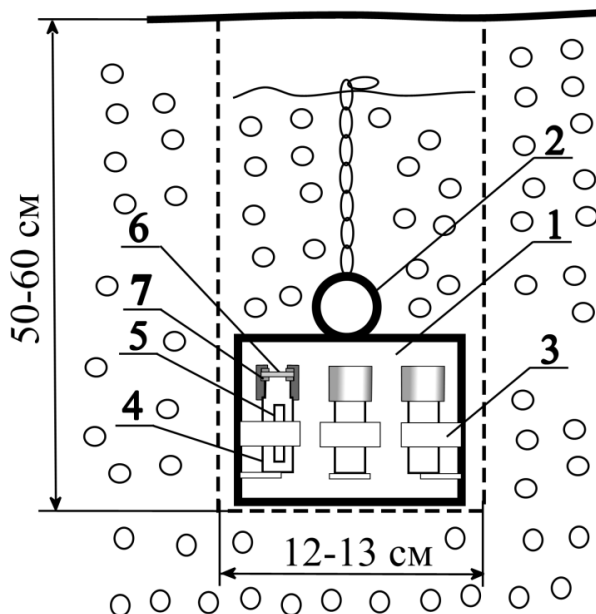


Рис. 6. Шурф

- | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| 1 - пробоотборная емкость (банка). | 2 – кольцо для вытаскивания банки |
| 3 – держатель контейнера | 4 - контейнер |
| 5 – ПК | 6 –пористый фильтр |
| 7 – уплотнительное кольцо | |

Пример съемки. На рисунке 7 приведен результат предварительного картирования распределения углеводородов по площади полуострова Юрунг-Тумус (бухта Нордвик). На рисунках 8 и 9 приведены результаты картирования распределения углеводородов по территории Атовского месторождения

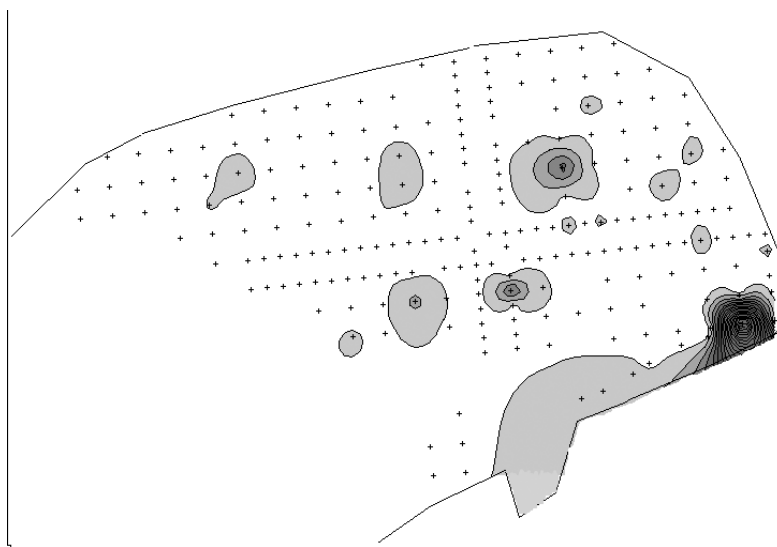


Рис. 7. Распределение бензола на площади полуострова Юрунг-Тумус (бухта Нордвик)

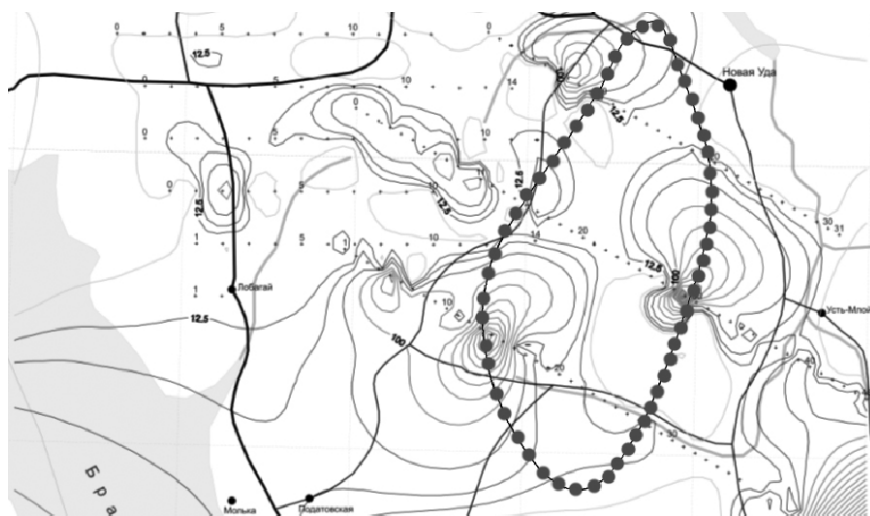
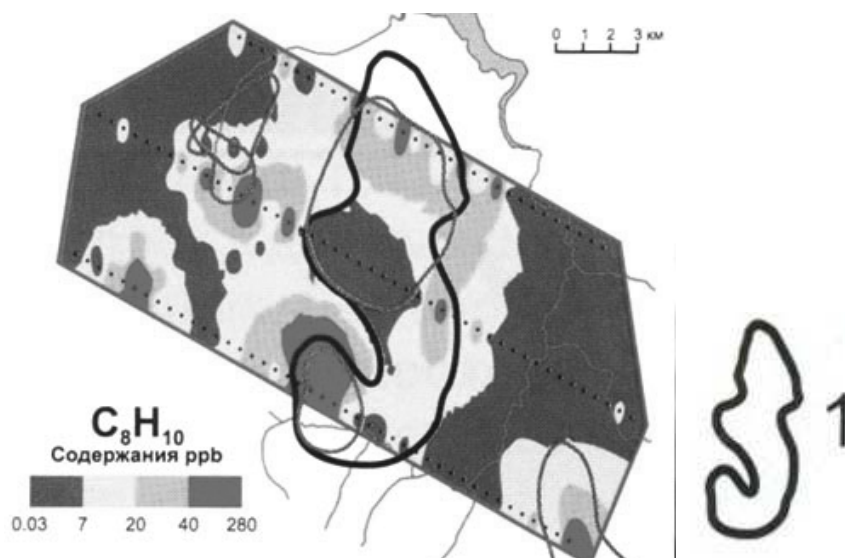


Рис. 8. Распределение толуола на площади Атовского газоконденсатного месторождения (оконтурено). Зеленые изолинии – фон, черные – превышение над фоном, красные – аномальные значения

Вывод

1. Съемка подтверждает наличие кольцевых углеводородных аномалий на дневной поверхности районов залежей углеводородов.

2. Подтверждается работоспособность крат-ковременной экспозиции ПК в грунте для информативного определения геохимических аномалий.



1 – контур газоводяного контакта
Рис. 9. Кольцевые аномалии о-ксилола по периферии газоводяного контакта Атовского месторождения [2]

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Карташов Е.В., Балдин М.Н., Грузнов В.М. Свойства пассивных концентраторов на основе SE - 30 на стеклянных трубках.// Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. V Межд. научн. конгресс «ГЕО-Сибирь-2009», 20-24 апр. 2009 года: Сб. матер./ СГГА. – Новосибирск, 2009. – С. 15 - 17.
2. Кременецкий А.А., Пилицын А.Г., Игноватов А.П., Грузнов В.М. Геохимические методы прогноза и поисков нефтегазовых месторождений//ж. Разведка и охрана недр. 2010, № 5, С. 63-69.

© Е.В. Карташов, М.Н. Балдин, В.М. Грузнов, 2011

УДК 550.837.61

Е.В. Балков, Т.А. Стойкин

ИНГГ СО РАН, Новосибирск

МАЛОГЛУБИННОЕ ЧАСТОТНОЕ ЗОНДИРОВАНИЕ ПРИ ПОИСКЕ ЛОКАЛЬНЫХ ПРОВОДЯЩИХ МИШЕНЕЙ

Для отработки методических аспектов и изучения разрешающей способности малоглубинного частотного зондирования на территории обсерватории «Ключи» ИНГГ СО РАН был организован электрометрический полигон, на территории которого был обустроен ряд тестовых объектов. Были выполнены масштабные работы по площадному и профильному зондированию тестовых объектов. В результате обработки и анализа данных были установлены особенности различных составляющих сигнала. В публикации приведены схема полигона, результаты обработки и анализа полевых материалов.

E.V. Balkov, T.A. Stoykin

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

Koptyug av. 3, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

SHALLOW FREQUENCY SOUNDING FOR EXPLORATION OF LOCAL CONDUCTIVE TARGETS

A training electric prospecting test site was founded in the area of the geophysical station in Kluchi (Novosibirsk, IPGG SB RAS). The purposes of its foundation were to study resolution of the equipment “Nemfis” and to improve methodical providing of researches. In the course of our work the distinctive features of every measured component of the signal were identified.

В связи с необходимостью изучения разрешающей способности геофизической аппаратуры, а также отработки методики проведения исследований существует практика создания электроразведочных полигонов.

В ИНГГ СО РАН была разработана аппаратура ЭМС [Манштейн А.К. и др., 2008]. Она реализует метод индукционного частотного электромагнитного зондирования и представляет собой трехкатушечный зонд. Генераторная петля излучает электромагнитное поле на 14 частотах в диапазоне 2,5-250 кГц. Моменты приемных катушек подобраны так, что в воздухе достигается компенсация первичного поля и, таким образом при измерении регистрируется разностная ЭДС, индуцированная вихревыми токами, текущими в среде.

С учетом структуры описанных выше полигонов был разработан план создания электроразведочного полигона на территории стационара Ключи (ИНГГ СО РАН, Новосибирск). При этом учитывалась возможность проведения

исследований малоглубинными методами, такими как МЧЗ и электротомография. На территории стационара были проведены предварительные исследования аппаратурой ЭМС, чтобы определить положение коммуникаций (труб и кабелей), проложенных на данной территории, и разметить площадь пригодную для закладывания мишеней. По полученным данным, были построены карта логарифма распределения удельной проводимости на исследованной территории на частоте 5,102 кГц, шаг сети измерений в обоих направлениях составлял 1 м. Исходя из данных, отображенных на построенных картах, территория полигона была разделена на два участка (рис. 1). Для организации мишеней было задействовано 10 квадратов по 100 кв. м, на которых было заложено 33 мишени, имитирующих различные реальные объекты.

На карте (рис. 1) приведено расположение всех заложенных объектов (мишеней). На рисунках крупными цифрами отмечены номера квадратов, на которых были заложены мишени, контурами обозначено положение мишеней, мелкими цифрами отмечен их порядковый номер. Описание мишеней и их расположение по глубине описаны ниже в табл. 1. В процессе выполнения опытно-методических работ были выбраны опорные профили, вдоль которых проводились повторные измерения аппаратурой ЭМС.

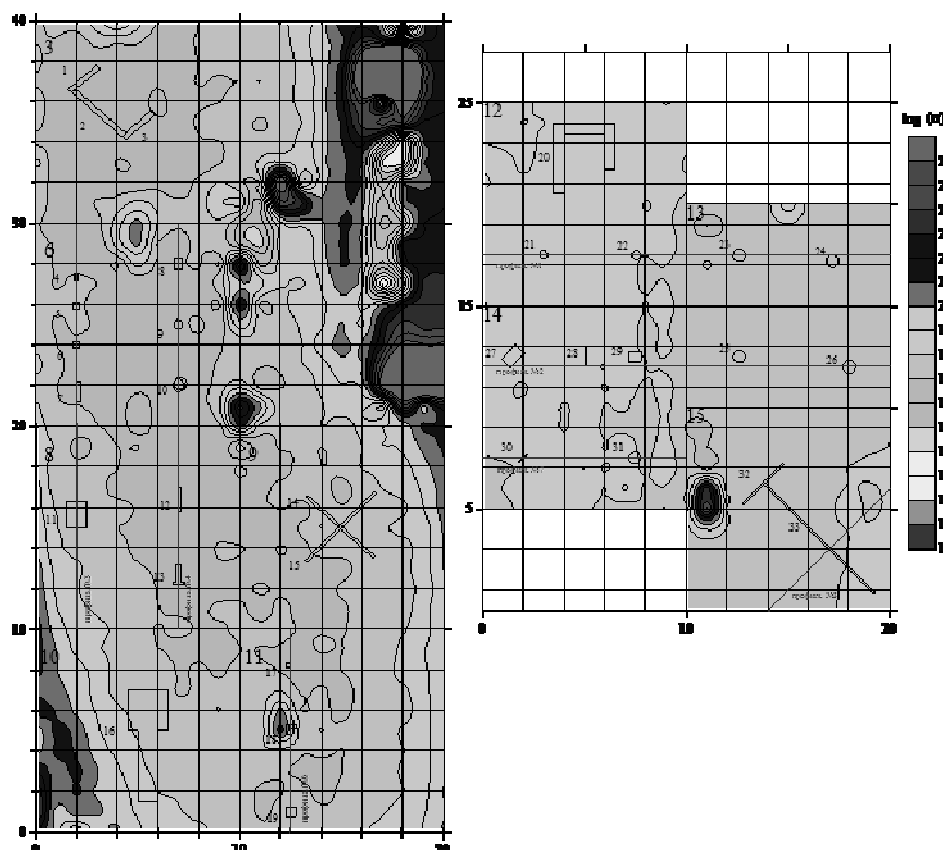


Рис. 1. Карта логарифма распределения удельной проводимости на участках полигона № 1 и № 2

В результате анализа карт и разрезов с различными компонентами и трансформациями сигнала было установлено, что фаза разностного сигнала,

измеряемого аппаратурой ЭМС, является достаточно эффективной величиной для отображения.

На рисунке 2 приведена карта распределения фазы, полученная при измерениях на кв. № 12. Была выбрана частота, на которой получены наиболее отчетливые результаты и выделяются обе мишени (алюминиевые фляги). Следует отметить, что четкое выделение замкнутой аномалии над более глубокой алюминиевой флягой наблюдается только при просмотре результатов в фазе сигнала на низких частотах.

Карты квадрата № 14 (рис. 2) отображают распределение УЭС и фазы сигнала. На обеих картах выделяются все мишени, заложенные на данном квадрате. Образы от мишеней на всех картах имеют четкие контуры, но карта, построенная по параметру фазы разностного сигнала, в отличие от карты УЭС имеет более однородную структуру. Каждая мишень имеет разное количество образов на карте.

Таблица 1 Описание объектов (мишеней), заложенных на полигоне

№ квадрата	№ мишени	Описание мишени
03	1	Пластиковая труба длиной 1,8 м, D 110 мм. Глубина заложения 0,5 м.
03	2	Пластиковая труба длиной 3,7 м, D 60 мм. Глубина заложения 0,5 м.
03	3	Закопанная траншея без мишени. Глубина траншеи 0,5м.
06	4	Пластиковая бутылка 1 шт. (5л) с мет. стружкой. Глубина заложения 0,5 м.
06	5	Пластиковые бутылка 3 шт. (5 л) с мет. стружкой. Глубина заложения 0,8 м.
06	6	Обрезки мет. труб (D 100 мм). Размер мишени 30*30 см. Глубина заложения 1,1 м.
06	7	«Зенитные снаряды». Обрезки круглого мет. бруса длиной 1,1 и 0,7 м, Дом 7 см. Лежат рядом, параллельно друг другу. Глубина заложения 1,5 м.
06	8	Алюминиевый лист 60*40 см. Глубина заложения 0,5 м.
06	9	Медный круг, D 0,5 м. Глубина заложения 0,5 м.
06	10	Железный круг, D 0,6 м. Глубина заложения 0,5 м.
08	11	Горизонтальный железный лист 1*1,25 м. Глубина заложения 2 м.
08	12	Вертикальный железный лист 1*1,25 м. Верхний край на глубине 1 м.
08	13	«Авиационная бомба». Железная конструкция из трубы длиной 0,85 м, Дом 0,3 м и приваренной к ней подставке 0,55-0,65 м. Н подставки 0,1 м. Глубина заложения 2 м.
09	14	Железная труба длиной 4 м (из л.в. угла в п.н. угол), Дом 100 мм. Глубина заложения 1 м.
09	15	Железная труба длиной 5 м (из л.н. угла в п.в. угол), Дом 100 мм. Глубина заложения 2 м.
10	16	Землянка (комната 2*2 м, коридор 1*3м) крыша на глубине 1 м, глубина землянки 1,5 м.
11	17	Пластиковая канистра (1 шт) (35*25*20 см). Глубина заложения 0,5 м.

11	18	Пластиковые канистры (3 шт) (35*25*20 см). Глубина заложения 1 м.
11	19	Пластиковые канистры (4 шт) (35*25*20 см). Глубина заложения 1,5 м.
12	20	Кирпичная стена. Ширина стены 0,5 м, Н 1 м. Выполнена в виде буквы «П». Перекладина длиной 3 м, левая нога 3,5 м, правая нога 2,3 м. Верхняя грань на глубине 0,5 м.
12	21	Алюмин. фляга (левая). D дна 0,35 м, Н 0,5 м. Глубина до крышки 0,5 м.
12	22	Алюмин. фляга (правая). D дна 0,35 м, Н 0,5 м. Глубина до крышки 2 м.
13	23	Железная бочка (л.в.). D 0,56 м, Н 0,9 м. Глубина до верхней грани 0,9 м.
13	24	Железная бочка (п.в.). D 0,56 м, Н 0,9 м. Глубина до верхней грани 2,5 м.
13	25	Железная бочка (л.н.). D 0,56 м, Н 0,9 м. Глубина до верхней грани 1,3 м.
13	26	Железная бочка (п.н.). D 0,56 м, Н 0,9 м. Глубина до верхней грани 1,8 м.
14	27	Гор/ медный лист 1*0,6 м под углом к осям. Глубина заложения 0,8 м.
14	28	Вертикальный медный лист 1*0,6 м. Глубина до верхней грани 0,45 м (лежит на стороне 1 м).
14	29	Горизонтальный медный лист 0,5*0,6 м.. Глубина заложения 0,2 м.
14	30	Верт. железный круг Дом 0,6 м. Глубина до верхней грани 0,5 м.
14	31	Горизонтальный железный круг Дом 0,6 м. Глубина заложения 1 м.
15	32	Железная труба длиной 3 м, Дом 42 мм. Глубина заложения 0,65 м.
15	33	Железный брусок длиной 7,5 м. Сечение 20*30 мм. Глубина заложения 0,7 м

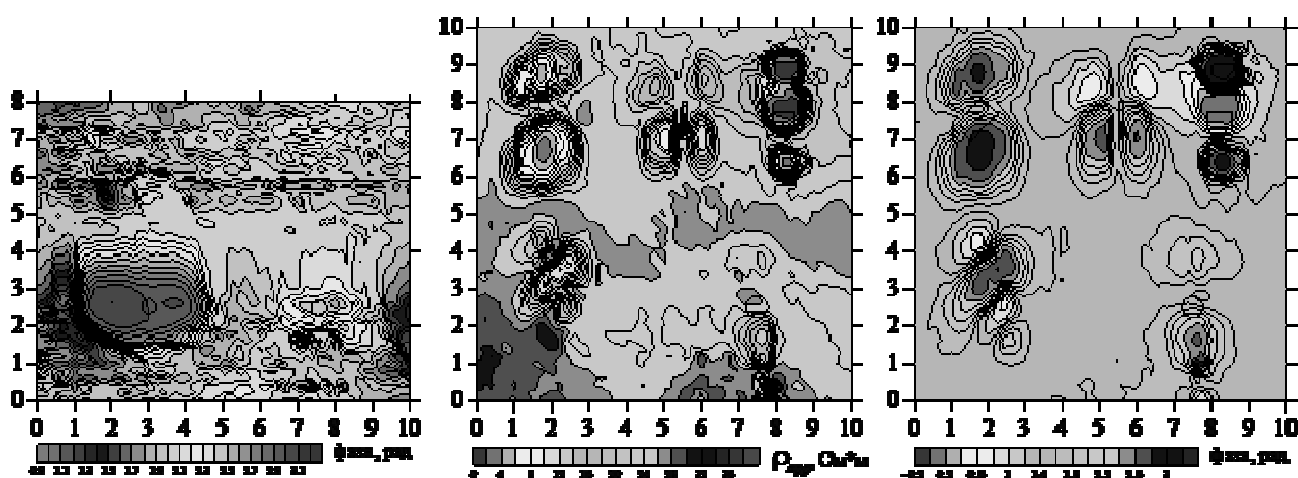


Рис. 2. Слева показаны результаты площадных зондирований (фаза сигнала) квадрата № 12 (частота 2.5 кГц). В центре и справа показаны результаты площадных зондирований квадрата № 14 (частота 3.9 кГц). В центре показана карта распределения УЭС, справа - карта распределения фазы сигнала

Количество образов зависит от направления профилей и расположения мишени. Мишени № 28 и № 30 заложены вертикально. Но мишень № 28 располагается вдоль направления, по которому велась съемка, а мишень № 30 под углом к этому направлению. Поэтому мишень № 28 имеет четыре образа на всех картах, мишень № 30 три образа. Мишени № 27, № 29 и № 31 заложены горизонтально, но мишень № 27 заложена под углом к направлению прохождения площадки, в отличие от двух других мишеней. Поэтому у мишени №27 наблюдается два образа, а у мишеней № 29 и № 31 три. Асимметрия расположения образов относительно объекта связана с асимметрией прибора.

Профиль № 4 проходит через квадраты № 6 и № 8, пересекает пять мишеней: три на первом и две на втором из них. Мишени на квадрате № 8 имеют большую глубину заложения, мишень № 12 на 1 м и мишень № 13 на 2 м. Мишени на квадрате №6 все заложены на глубину 0,5 м. В связи с этим, мишени на диаграммах (рис. 3) выражены аномалиями разной интенсивности. Мишени № 12 и № 13 хорошо выражены на диаграмме реальной части сигнала. Над мишенями № 8, № 9 и № 10 наибольшая амплитуда изменения сигнала наблюдается на диаграмме мнимой части сигнала.

Аномалии от мишеней в правой половине кв. №6 имеют высокие значения, что затрудняет проявление аномалий меньшего уровня. Поэтому данные по левой части квадрата № 6 (рис. 4) были обработаны отдельно, чтобы выделить остальные мишени, расположенные на этом квадрате. На карте реальной части сигнала, на частоте $f_{\#13}=111$ кГц выделяются все мишени. Вторая половина разреза (рис. 4) отображает распределение фазы сигнала вдоль профиля с отметкой 8 м на карте слева. На разрезе по профилю № 5 (рис. 4) мишень № 11 выявляется наиболее отчетливо. На разрезе с фазой разностного сигнала помимо мишени № 11 аномалией отчетливо выражено положение мишени № 7 на профиле. Мишени номер № 4 и № 5 выделяются, но аномалии от этих мишеней частично сливаются. Мишень №6 выделяется, но интенсивность аномалии невысокая.

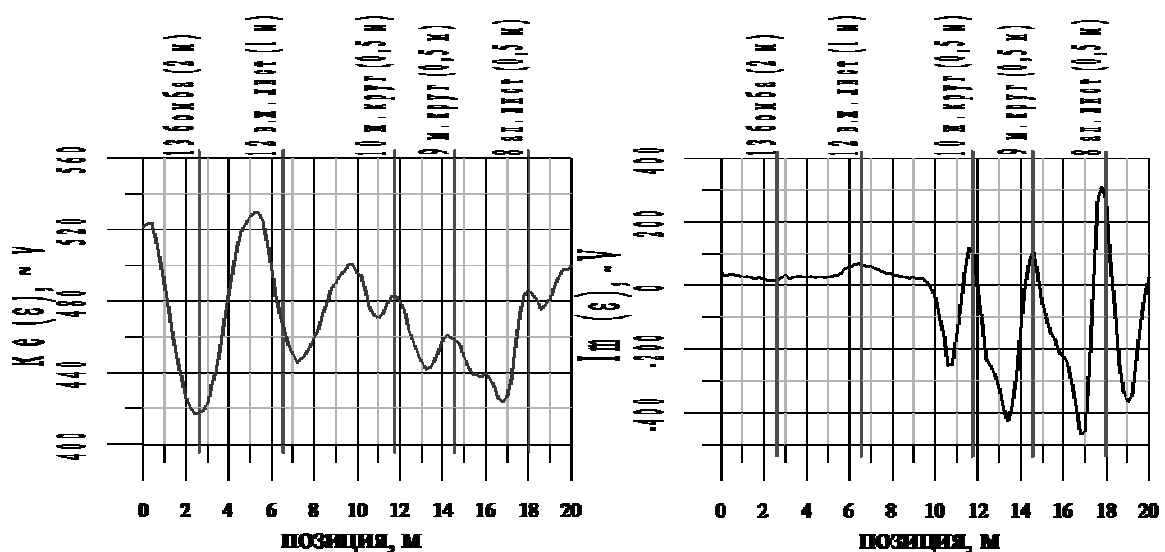


Рис. 3. Диаграммы сигнала вдоль профиля №4, Im: $f_{\#6}=10$ кГц; Re: $f_{\#13}=111$ кГц)

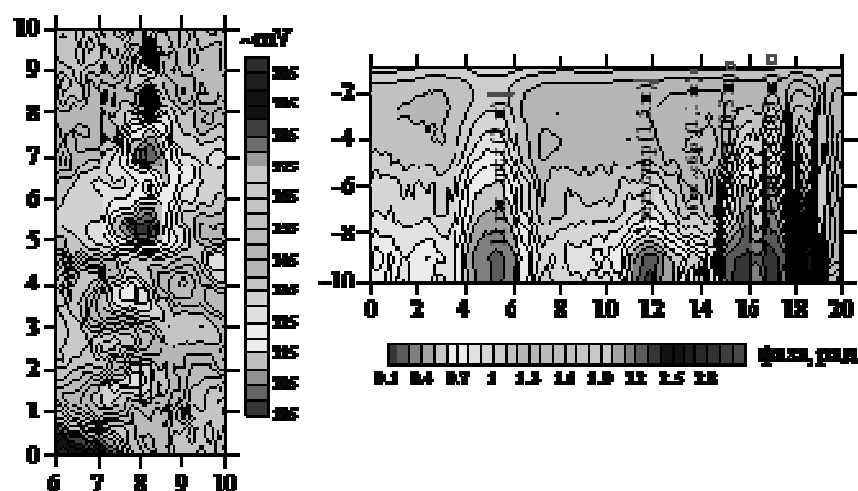


Рис. 4. Слева показаны результаты площадных зондирований (Re часть сигнала) левой половины квадрата № 6 (частота 111.1 кГц), справа - разрез по профилю 8 м (фаза сигнала)

Выводы

Подводя промежуточные итоги, проявившиеся в результате проделанной работы, выделим следующие эффекты: Различные мишени фиксируются либо только в реальной, либо в мнимой компонентах сигнала. Положение мишени более четко характеризует мнимая компонента. Более глубокие металлические объекты чаще фиксируются только в реальной части э.д.с., причем проявляются в уменьшении электропроводности по сравнению с окружающим фоном. Фаза разностного сигнала является достаточно эффективным способом представления результатов, отражая особенности обоих компонент сигнала. Более того, иногда только в фазе достаточно четко можно проследить определенные мишени. Хотя есть случаи, когда мнимая компонента имеет более наглядную для интерпретации форму профильных кривых. Мишени различной формы, заложенные на различную глубину и по разному сориентированные в пространстве могут проявляться в виде от одного до пяти образов, что приводит к значительным сложностям при интерпретации такого материала без заранее наработанного методического материала.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (Грант №09-05-01138-а, №09-06-00204-а), Президиума СО РАН (Интеграционный проект №16) и Государственного контракта № П1270.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Манштейн А. К., Панин Г. Л., Тикунов С. Ю. Аппаратура частотного электромагнитного зондирования „ЭМС“ // *Геология и геофизика*. – 2008, июнь, том 49, № 6.

УДК 550.837

Е.Ю. Антонов¹, Н.О. Кожевников¹, С.В. Компаниец²

¹ИНГГ СО РАН, Новосибирск

²ИЭРП, Иркутск

ПРОЯВЛЕНИЯ И УЧЕТ ИНДУЦИОННО-ВЫЗВАННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В Восточной Сибири методы импульсной индуктивной электроразведки (ЗСБ, МПП) нашли широкое применение при изучении строения осадочного чехла Сибирской платформы, поисков и разведки залежей углеводородов и рудных месторождений, а также при решении других геологических задач. Как правило, интерпретация результатов съемок ЗСБ и МПП осуществляется на основе модели проводящей неполяризуемой среды. Во многих случаях это оправданно, однако результаты измерений в некоторых районах не удается объяснить без учета индукционно-вызванной поляризации. Интерпретация данных методов ЗСБ и переходных процессов в рамках горизонтально-слоистой поляризуемой модели свидетельствует о том, что поляризуемыми являются слои, образующие верхнюю часть геологического разреза. В некоторых случаях учет индукционно-вызванной поляризации позволяет получить информацию о геологической природе исследуемых объектов.

E.Yu. Antonov¹, N.O. Kozhevnikov¹, S.V. Kompaniets²

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

²Irkutsk Electroprospecting Company
Rabochaya st., 2a, Irkutsk, 664011, Russia

THE MANIFESTATION OF AND ALLOWING FOR THE INDUCTIVELY INDUCED POLARIZATION OF THE NEAR-SURFACE IN EASTERN SIBERIA

In Eastern Siberia, the TEM sounding method has found wide use in studies of sedimentary basins, search and prospecting of oil and gas fields and ore deposits, and solving other geological problems. As a rule, TEM data are interpreted in the context of conductive non-polarizable geological media. In most cases it is a reasonable practice, but TEM data measured in some regions couldn't be interpreted without regard for the inductively induced electrical polarization. The inversion of the TEM data in terms of 1D conductive polarizable earth model has shown that induced polarization effects are due to near-surface layers rather than to the deep ones. In some cases taking into consideration induced polarization effects provides insight into the nature of geological objects under study.

Нестационарные электромагнитные зондирования используются при решении разнообразных геологических задач на территории Восточной Сибири. На юге Сибирской платформы метод зондирований становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) применяется для поисков структур, благоприятных для обнаружения месторождений углеводородов, а также оконтуривания и оценки параметров пластов-коллекторов. Кроме этого, метод ЗСБ оказался востребованным при поисках и разведке рудных и россыпных месторождений, решении задач гидрогеологии и инженерной геологии, а также при объемном геологическом картировании. Зондирования методом переходных процессов (ЗМПП) являются ведущим методом электроразведки при поисках кимберлитовых тел в Западной Якутии. До недавнего времени нестационарные электромагнитные зондирования использовались для изучения распределения удельной электропроводности в рамках преимущественно горизонтально-слоистой модели геологической среды.

Как правило, для возбуждения и измерения переходных процессов используют установки с незаземленными петлями – разнесенную и соосную. К числу соосных установок относится и совмещенная. Известно, что если среда, на которой располагается совмещенная установка, не поляризуется, ЭДС переходного процесса независимо от распределения удельной электропроводности является монотонно убывающей функцией времени [Weidelt, 1983]. Поэтому любые проявления немонотонности на переходной характеристике, измеренной совмещенной установкой, свидетельствуют о поляризуемости среды.

Начиная с середины 70-х гг. прошлого столетия, в литературе появляются сообщения о заметных – вплоть до смены полярности ЭДС – нарушениях монотонности индукционных переходных характеристик. Поскольку такие «искажения» наблюдались в том числе совмещенными установками, был сделан вывод о том, что причина их появления – индукционно-вызванная электрическая поляризация геологической среды (ВПИ). Массовые проявления ВПИ отмечены в Западной Якутии при поисках кимберлитовых тел с помощью ЗМПП [Kozhevnikov, Antonov, 2006; Стогний, 2008].

Ранее, когда геофизики не располагали средствами для расчета переходных характеристик с учетом ВПИ, ее проявления рассматривались исключительно как помеха, осложняющая изучение распределения «истинной» электропроводности. В этой связи прилагались и до сих пор прилагаются усилия, направленные на снижение или «подавление» эффектов ВПИ.

Положение начало меняться с появлением алгоритмов и быстродействующих программ для расчета переходных характеристик и инверсии данных импульсной индуктивной электроразведки с учетом ВПИ. Теперь рассматривать проявления индукционно-вызванной поляризации как помеху едва ли правильно. Инверсия с учетом поляризуемости дает более полную петрофизическую характеристику среды по сравнению с тем случаем, когда инверсия выполняется в классе неполяризующихся моделей.

В большинстве случаев переходные характеристики рассчитываются сначала в частотной области, после чего их пересчитывают во временную

область. Учет ВПИ осуществляется путем использования комплексной, зависящей от частоты удельной электропроводности $\sigma^*(\omega)$. Чаще всего такая зависимость задается с помощью формулы Коул-Коул:

$$\sigma^*(\omega) = \sigma_0 \frac{1 + (j\omega\tau)^c}{1 + (1 - \eta)(j\omega\tau)^c},$$

где $j = \sqrt{-1}$, σ_0 – удельная электропроводность на постоянном токе, См/м; η – поляризуемость, ($0 \leq \eta \leq 1$), c – показатель степени; τ – время релаксации, с.

Ниже приводятся примеры проявлений ВПИ в двух разных регионах Восточной Сибири и результаты инверсии данных импульсной индуктивной электроразведки с учетом вызванной поляризации. В обоих случаях проявления ВПИ в Восточной Сибири связаны с поляризуемостью верхней части геологического разреза (ВЧР).

Накынское кимберлитовое поле, Западная Якутия. Верхняя часть разреза представлена здесь песчано-глинистыми отложениями юры мощностью от единиц до 100 м. Ниже залегают карбонатные и карбонатно-глинистые осадочные породы нижнепалеозойского возраста, которые являются вмещающими для кимберлитовых тел. Для возбуждения и измерения переходных характеристик использовалась электроразведочная станция «Цикл-Микро» и установка петля в петле. Размер генераторной петли составлял 200 x 200 м, приемной – 100 x 100 м, диапазон времен регистрации – от первых десятков мкс до десяти мс.

Почти все измеренные здесь индукционные переходные процессы свидетельствуют о влиянии индукционно-вызванной поляризации. На рис. 1 показаны типичные экспериментальные и модельные переходные характеристики, а также геоэлектрические модели, найденные путем одномерной инверсии соответствующих экспериментальных переходных характеристик.

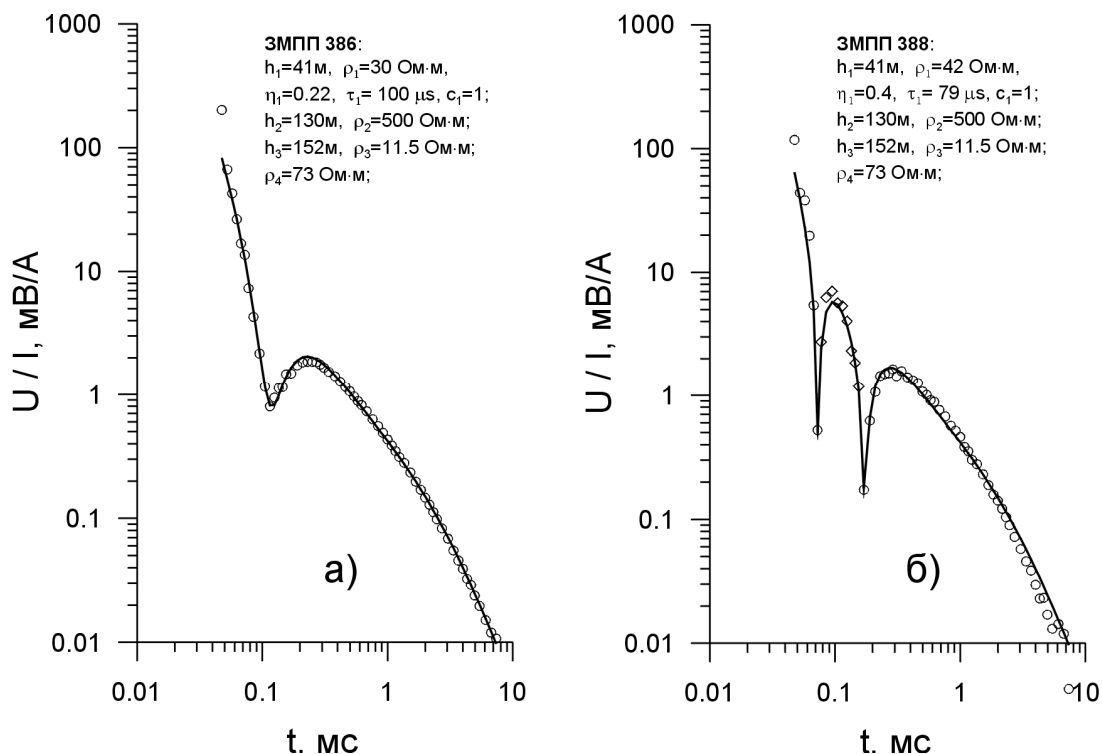


Рис. 1. Типичные экспериментальные (кружки и ромбы) и модельные (сплошная линия) переходные характеристики с нарушением монотонности (а) и сменой полярности (б) и результаты их инверсии, Накынское кимберлитовое поле [Kozhevnikov, Antonov, 2006]. Кружки соответствуют положительной, ромбы – отрицательной полярности ЭДС

Геоэлектрический разрез соответствует здесь четырехслойной модели. Второй сверху слой образован нижними горизонтами отложений юры и терригенно-карбонатными отложениями нижнего палеозоя. Его удельное электрическое сопротивление варьирует от 75 до 800 Ом·м, мощность – от 110 до 210 м. Третий слой с мощностью от 80 до 210 м и сопротивлением в диапазоне от 11 до 30 Ом·м является поровым коллектором, насыщенным минерализованными водами. Хотя подошва многолетнемерзлых пород отмечается здесь на глубинах порядка 400м, вследствие высокой минерализации воды, насыщающие коллектор, не замерзают. Поэтому третий слой характеризуется низким электрическим сопротивлением. В основании разреза располагаются нижнепалеозойские терригенно-карбонатные породы с удельным сопротивлением 60–200 Ом·м.

Поляризуемым является самый верхний слой мощностью от 10 до 50 м с удельным электрическим сопротивлением от 20 до 80 Ом·м. Поляризуемость η слоя изменяется от 20 до 46%, постоянная времени τ – от 35 до 100 мкс. Что касается показателя степени c , этот параметр для всех кривых зондирования оказался равным единице. В геологическом отношении верхний слой представлен мерзлыми четвертичными отложениями и верхними горизонтами отложений юры. Возможные механизмы, объясняющие высокую поляризуемость мерзлых пород, остаются дискуссионными.

Юг Восточной Сибири. Метод ЗСБ применяется в этом регионе с начала 70-х гг. прошлого века, однако – в отличие от Западной Якутии – проявления

ВПИ здесь ранее не отмечались. Одна из причин заключается в том, что для структурных исследований использовались соосные установки с большими (0.5 – 1 км и более) генераторными петлями. При таких разнотах эффекты ВПИ слабо проявлены на фоне индукционного становления. В последние годы проявления ВПИ стали заметны благодаря использованию новой схемы наблюдений [Кожевников, Компаниец, 2010]: на каждом пункте зондирования выполняются пятью установками – одной соосной и четырьмя разнесенными (рис. 2а). Размер генераторной петли составляет 500 м х 500 м, разность – 0 (соосная установка), 500 и 1000 м.

Геоэлектрический разрез на юге Восточной Сибири может быть аппроксимирован горизонтально-слоистой (одномерной) моделью без азимутальной анизотропии. Если породы проводящие, но не поляризующиеся, переходные характеристики, измеренные соосной и разнесенными установками, отличаются на ранних временах, однако совпадают на поздних. Индивидуальная и совместная инверсия переходных характеристик дает один и тот же результат (модель). Этот случай иллюстрирует рис. 2 б, где показаны кривые кажущегося удельного сопротивления (ρ_t), измеренные в пределах Заславского лицензионного участка (Ангари-Ленское плато, юго-запад Иркутской области).

Иная картина наблюдалась при изучении Средне-Окинського лицензионного участка, граничащего на западе с Заславским (рис. 2в). На поздних временах кривые ρ_t , измеренные разнесенными установками, сливаются. Однако – в отличие от предыдущего случая – правая ветвь кривой ρ_t для соосной установки располагается значительно выше по отношению к правой ветви кривых для разнесенных установок. Если не учитывать поляризуемость, инверсия данных, измеренных разнесенными установками, дает одну и ту же геоэлектрическую модель, однако она сильно отличается от той, которая получена в результате инверсии данных, измеренных соосной установкой. В этом случае не удастся выполнить совместную инверсию данных, измеренных всеми пятью установками. При общем объеме наблюдений на Средне-Окинском участке в количестве 200 физических точек проявления ВПИ отмечены на 85% из них.

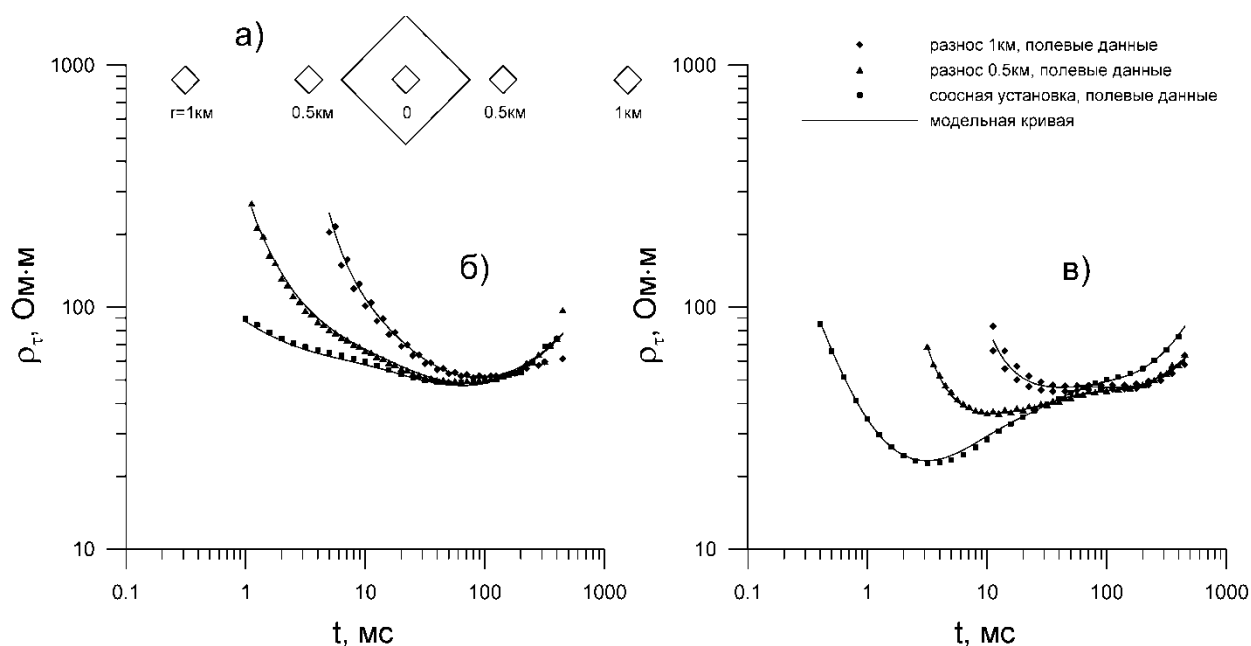


Рис. 2. Система наблюдений методом ЗСБ (а); кривые ρ_{τ} , измеренные на Заславском (б) и Средне-Окинском (в) участках

Инверсия с учетом поляризуемости позволила согласовать данные измерений с разнесенными и соосной установками на основе единой модели.

В целом геоэлектрическая модель соответствует разрезу осадочного чехла юга Сибирской платформы. Поляризующимся является верхний слой мощностью 50–80 м с параметрами: $\rho = 10\text{--}15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\eta = 3\text{--}4\%$, $\tau = 50\text{--}60 \text{ мс}$, $c \cong 0.5$. Слой представлен юрскими породами мощностью до 60м, в состав которых входят угленосные отложения с включениями графита и пирита. Скорость установления вызванной поляризации на Средне-Окинском участке примерно на три порядка ниже по сравнению с наблюдаемой в Якутии, а времена релаксации распределены в широком диапазоне. Однако в обоих случаях причиной наблюдаемых эффектов является вызванная поляризация *верхней части разреза*.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кожевников Н.О., Компаниец С.В. Интерпретация данных ЗСБ с учетом параметров индукционно-вызванной поляризации [Текст] / Н.О. Кожевников // Первая международная научно-практическая конференция по электромагнитным методам исследования «ГЕОБАЙКАЛ-2010», Иркутск, 2010. – 2с.
2. Стогний В.В. Импульсная индуктивная электроразведка при изучении поляризующейся среды криолитозоны Якутской кимберлитовой провинции [Текст] / В.В. Стогний // Криосфера Земли, 2008, т. XII, №4, с. 46 – 56.
3. Kozhevnikov, N.O., and Antonov, E.Y., Fast-decaying IP in frozen unconsolidated rocks and potentialities for its use in permafrost-related TEM studies // Geophysical Prospecting, 2006, 54, 383 – 397.

4. Weidelt, P., Response characteristics of coincident loop transient electromagnetic systems // Geophysics, 1983, 48, 1325–1330.

© Е.Ю. Антонов, Н.О. Кожевников, С.В. Компаниец, 2011