

УДК 552.578.061.4:552.51:551.763.1(571.122)

Ларичев А.И.

ФГУП «Всероссийский геологический научно-исследовательский институт им. А.П. Карпинского» (ФГУП «ВСЕГЕИ»), Санкт-Петербург, Россия, Andrey_Larichev@vsegei.ru

Медведев Н.Я., Кос И.М.

ОАО «Сургутнефтегаз», Сургут, Россия, kos_im@surgutneftegas.ru

Мельников Н.В.

ФГУП «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (ФГУП «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, melnikov@sniiggims.ru

Константинова Л.Н., Захрямина М.О.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, konstantinova1n@ipgg.sbras.ru, zahryaminamo@ipgg.sbras.ru

Ухлова Г.Д., Калгин В.П.

ОАО «Сибнефтегеофизика», Новосибирск, Россия, ukhlova@sibngf.ru, kalgin@sibngf.ru

ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРОВ В АЧИМОВСКИХ ПЕСЧАНИКАХ НА ЗАПАДЕ СУРГУТСКОГО СВОДА

По значению относительной амплитуды спонтанной поляризации выделяются различные группы песчано-алевритовых тел, каждая из которых характеризуется определенными коллекторскими свойствами. Кривые спонтанной поляризации используются для локального прогноза песчаных тел-коллекторов, зон их выклинивания и связанных с ними ловушек литологического типа. Проведено исследование корреляционной зависимости коллекторских свойств песчаников и динамических параметров волнового поля временных разрезов. Выявлены обратные зависимости с высокими коэффициентами корреляции эффективной мощности песчаного пласта и коэффициента песчаности с формой сигнала и когерентностью отражения. По динамическим параметрам отражающих горизонтов прослеживаются вытянутые в северо-восточном направлении узкие зоны, скорее всего, свидетельствующие о дискретном распространении коллекторов в ачимовской толще. Такое строение подтверждается временными сейсмическими разрезами, переобработанными по системе РЕАПАК.

Ключевые слова: коллектор, ачимовские отложения, относительная амплитуда спонтанной поляризации, корреляционная зависимость, локальный прогноз.

В настоящее время на Сургутском своде залежи нефти в ачимовской толще установлены на многих месторождениях. Часто на одном и том же месторождении и на одинаковых гипсометрических отметках залегают пласты с разным насыщением. Вероятно, что каждый ачимовский пласт представляет собой изолированный резервуар. Ловушки в ачимовской толще, большей частью, структурно-литологические, расположенные на моноклиналях и склонах структур. Экранами для залежей служат различного ранга и масштаба глинистые пачки, в том числе региональные и субрегиональные пачки конденсированных глин, имеющие собственные названия [Архипов, Колесник, 1997]. Структурно-литологические залежи приурочены к зонам выклинивания песчаных пластов

вверх по восстанию. Кроме того, встречаются литологически экранированные залежи в песчаных линзах, ограниченных со всех сторон флюидоупорами.

Выделение проницаемых пород по каротажным диаграммам

Ачимовские пласты представляют собой сложное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов, то в них важно спрогнозировать коллектор по каротажным кривым. Для неокома характерны, в основном, три разности пород: песчаники, алевролиты и аргиллиты. Наиболее информативный комплекс каротажа при расчленении разреза включает ПС (спонтанная поляризация), КС (кажущиеся сопротивление), БК (боковой каротаж), ИК (индукционный каротаж) и ДС (кавернометрия).

Для терригенных отложений Западной Сибири, характеризующихся постоянной минерализацией пластовых вод и продуктивной мощностью пластов более 2 м установлено, что по значению $\alpha_{ПС}$ выделяются различные группы песчано-алевритовых тел, каждая из которых характеризуется определенными коллекторскими свойствами. С помощью относительных значений $\alpha_{ПС}$ устраняется влияние на характер кривой всех факторов, кроме относительной глинистости и размера обломочных частиц. Т.е. выделяются два наиболее важных литологических параметра, дающие возможность выявлять особенности седиментации и оценивать коллекторские свойства песчаников [Муромцев, 1984]. В связи с этим, кривые ПС используются для локального прогноза песчаных тел-коллекторов, зон их выклинивания и связанных с ними ловушек литологического типа.

В.С. Муромцев [1984] предлагает разделить все отложения по $\alpha_{ПС}$ на пять типов (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика фаций по ГИС [Муромцев, 1984]

Тип фаций	$\alpha_{ПС}$	Фильтрационно-емкостные свойства пород в зависимости от содержания в породе песчаной, алевроитовой и глинистой фракций
I	1,0 – 0,8	хорошо проницаемые (песчаники крупно-среднезернистые)
II	0,8 – 0,6	проницаемые (песчаники мелкозернистые)
III	0,6 – 0,4	слабопроницаемые (песчано-алеврито-глинистые породы)
IV	0,4 – 0,2	непроницаемые (алевролиты, глинисто-алевролитовые породы)
V	0,2 - 0	порода - экран (глины)

По такой классификации коллекторами являются отложения с отклонением кривой ПС более 0,6.

Ю.Н. Карогодин и др. [Карогодин, Ершов, Сафонов, 1996] разделяют песчано-алевритовые отложения по значениям $\alpha_{ПС}$ и КС на семь типов фаций (табл. 2).

Первые четыре типа в табл. 2 определяются амплитудой $\alpha_{ПС}$, а последние три – значениями КС. Нижний предел IV фации ($\alpha_{ПС}=0,15$) примерно соответствует величине коэффициента пористости 14,2 %, которая по лабораторным данным, является нижней границей коллектора [Карогодин, Ершов, Сафонов, 1996]. Однако в некоторых случаях коллекторы могут встречаться в фациях V и даже VI типов. По классификации Ю.Н. Карогодина коллекторами уже являются отложения с отклонением кривой ПС более 0,25.

Таблица 2

Характеристика фаций по ГИС [Карогодин, Ершов, Сафонов, 1996]

Тип фаций	$\alpha_{ПС}$	КС, Омм	Фильтрационно-емкостные свойства пород
I	> 0,75	-	коллектор
II	0,50 – 0,75	-	коллектор
III	0,25 – 0,50	-	коллектор
IV	0,15 – 0,25	-	зона неустойчивого распространения коллекторов (нижний предел фации примерно соответствует $K_p=14,2\%$, который по лабораторным данным, является нижней границей коллектора)
V	< 0,15	> 15	переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников (коллекторы обнаруживаются в единичных случаях)
VI	< 0,15	7 – 15	глинистые, глинисто-алевритовые отложения (коллекторы обнаруживаются в единичных случаях)
VII	< 0,15	< 7	экраны

Исследователи ТФ СургутНИПИнефти и ОАО «Сургутнефтегаз» [Скрипунов и др., 1997] разделяют коллектора на три группы: низкопроницаемые, характеризующиеся $\alpha_{ПС}=0,40-0,60$; среднепроницаемые ($\alpha_{ПС}=0,60-0,80$) и высокопроницаемые ($\alpha_{ПС}=0,80-1,00$). Из вышесказанного следует, что нижний предел коллекторов по значениям $\alpha_{ПС}$ варьирует в достаточно широких пределах.

С целью получения более точной оценки коллекторских свойств пород и выделения хорошо проницаемых коллекторов, авторами был проведен статистический анализ (выборка 95 элементов). Проанализированы зависимости между пористостью (как по данным ГИС, так и по данным лабораторных исследований СНИИГГиМС) и относительной амплитудой отклонения кривой ПС. Выявлено, что относительная амплитуда кривой ПС находится в положительной корреляционной связи (0,56) с пористостью по литологическим

исследованиям, т.е. увеличение $\alpha_{ПС}$ пласта является следствием улучшения его коллекторских свойств. Это обстоятельство позволяет судить (при минимальном количестве кернавого материала) о наличии песчаных тел-коллекторов по отклонениям кривой ПС. В соответствии с полученными статистическими зависимостями по ачимовским отложениям Сургутского свода, коллекторами будут являться породы с $\alpha_{ПС} \geq 0,6$. Для выделения же песчаников, которые являются слабопроницаемыми, следует использовать границу $\alpha_{ПС} \geq 0,25$ (рис. 1).

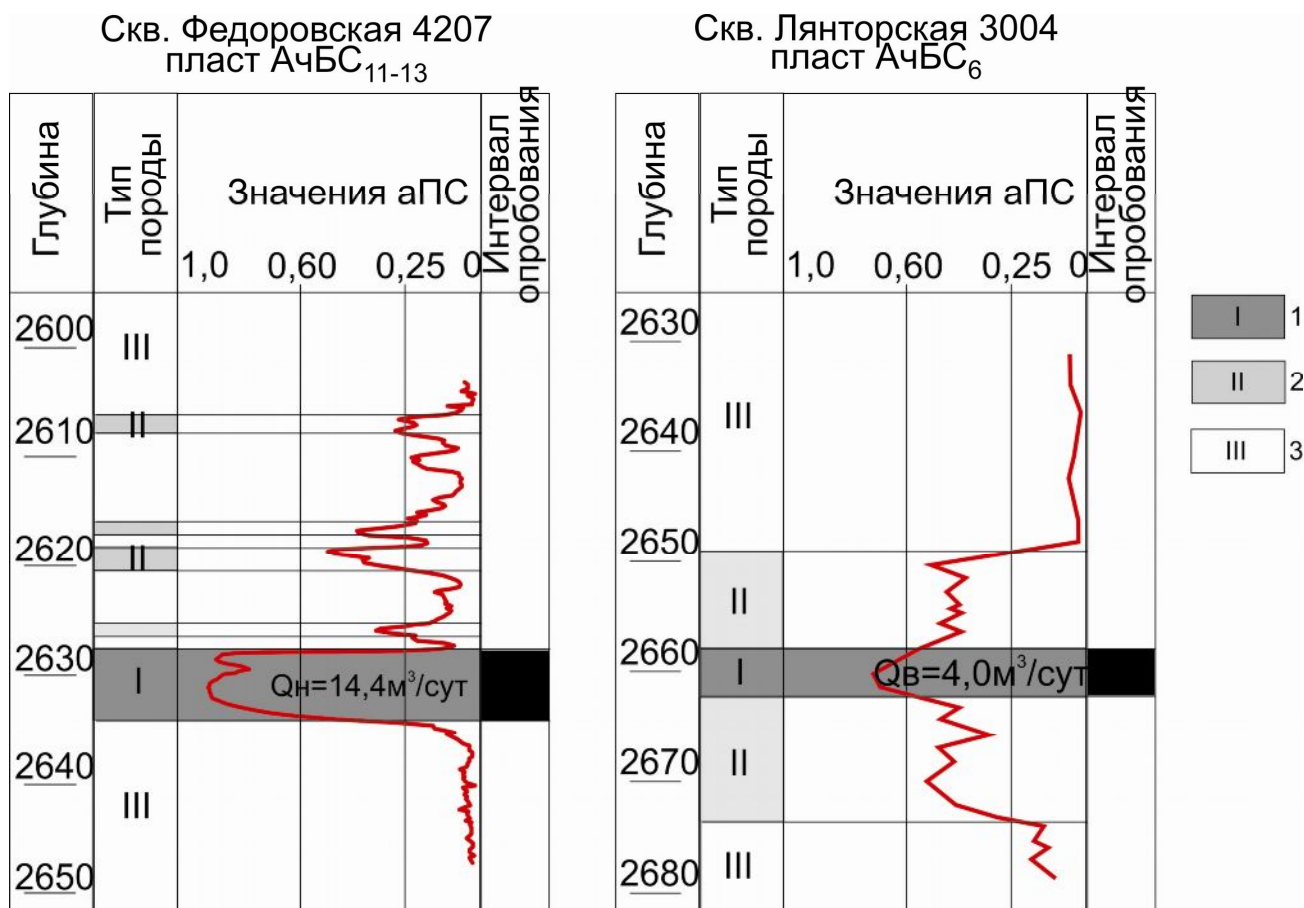


Рис. 1. Схема интерпретации кривой ПС

I – проницаемая порода-коллектор, 2 – полупроницаемая порода, 3 – непроницаемая порода

Кроме того, изучены корреляционные связи между мощностями и $\alpha_{ПС}$ ачимовских песчаников, а также изменение этих параметров по дебитам, полученным при испытании скважин.

По наличию средней корреляционной связи $\alpha_{ПС}$ и $K_{п}$ с эффективной толщиной песчаников и между $\alpha_{ПС}$ и $K_{п}$ можно определить предельные значения, при которых пласт становится не коллектором, т.е. из него не получены притоки флюида. Изменение средних значений $\alpha_{ПС}$ в зависимости от дебита в скважинах показывает, что при $\alpha_{ПС} > 0,75$ дебит

составляет >10 т/сут, а при $\alpha_{ПС} < 0.6$ притоков не получено, $\alpha_{ПС} = 0.6-0.75$ - дебит <10 т/сут. Это распределение обосновывает выделение хорошо проницаемых коллекторов в ачимовских песчаниках по $\alpha_{ПС} > 0.75$ (рис. 2). Учитывая полученные зависимости, можно объективно подойти к прогнозу зон коллекторов в ачимовских песчаниках.

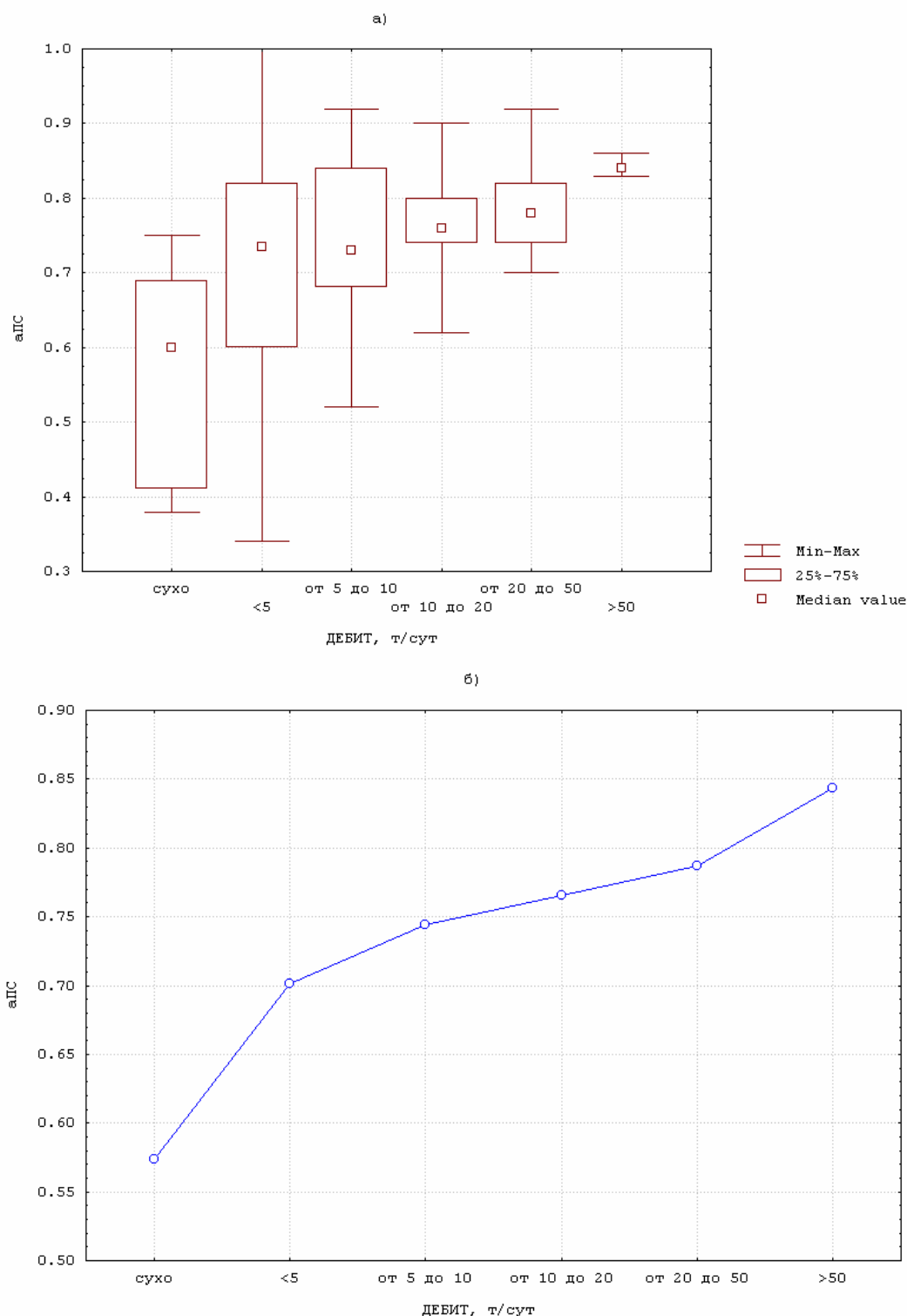


Рис. 2. Изменение $\alpha_{ПС}$ в зависимости от дебитов, полученных при испытании скважин
а) вся выборка, б) – средние значения

Выявление коллекторов по сейсмическим временным разрезам

При прогнозе коллекторов эффективен метод динамического анализа отражающих горизонтов, соответствующих кровлям песчаных пластов на сейсмических временных разрезах МОГТ.

Расчеты динамических параметров производились в следующей последовательности. Оси синфазности целевых горизонтов, прослеженных на мигрированных временных разрезах, выведены на горизонтальную линию. При выборе временного окна для каждого горизонта синтезировался обобщенный по всем профилям временной разрез. По нему оценивался временной интервал еще не разрушенных фаз (временное окно), в пределах которого можно проводить динамический анализ.

Далее, внутри такого интервала вычислялись следующие динамические параметры: интенсивность (или среднеквадратичное значение амплитуд), когерентность (корреляционная связь между трассами), коэффициент корреляции с формой сигнала (изменчивость формы записи отражения), частота (количество колебаний за период времени), затухание колебаний и добротность (отношение частоты к затуханию).

Был проведен корреляционный анализ вышеописанных динамических параметров и данных бурения с использованием заключений по ГИС. Это – эффективные мощности песчаного пласта ($H_{эф}$), средние по пласту ГК, НКТ, относительная амплитуда ПС ($\alpha_{ПС}$), удельное сопротивление (R_n) в Ом, коэффициенты нефтенасыщения (K_n), пористости (K_n), глинистости ($K_{гл}$), проницаемость ($K_{пр}$), эффективной пористости ($K_{п\ эф}$) и песчаности ($K_{песч}$). Выявлено, что существуют обратные зависимости $H_{эф}$ и $K_{песч}$ с когерентностью отражения и коэффициентом корреляции с формой сигнала. При сопоставлении карт коэффициента корреляции с формой сигнала, когерентности отражения с картами коллекторов песчаных пластов, фиксируется совпадение многих аномалий (рис. 3, 4). При этом отрицательные аномалии попадают в зоны эффективных мощностей ачимовских песчаников по данным бурения.

Сравнив изменения эффективной мощности песчаных пластов ачимовской толщи в зависимости от дебитов, полученных при испытании скважин, с зависимостями по динамическим параметрам, можно сделать вывод, что при пониженных значениях коэффициента корреляции и когерентности отражения получены дебиты больше 10 т/сут. Следовательно, эти параметры являются информативными при прогнозе коллекторов в ачимовской толще.

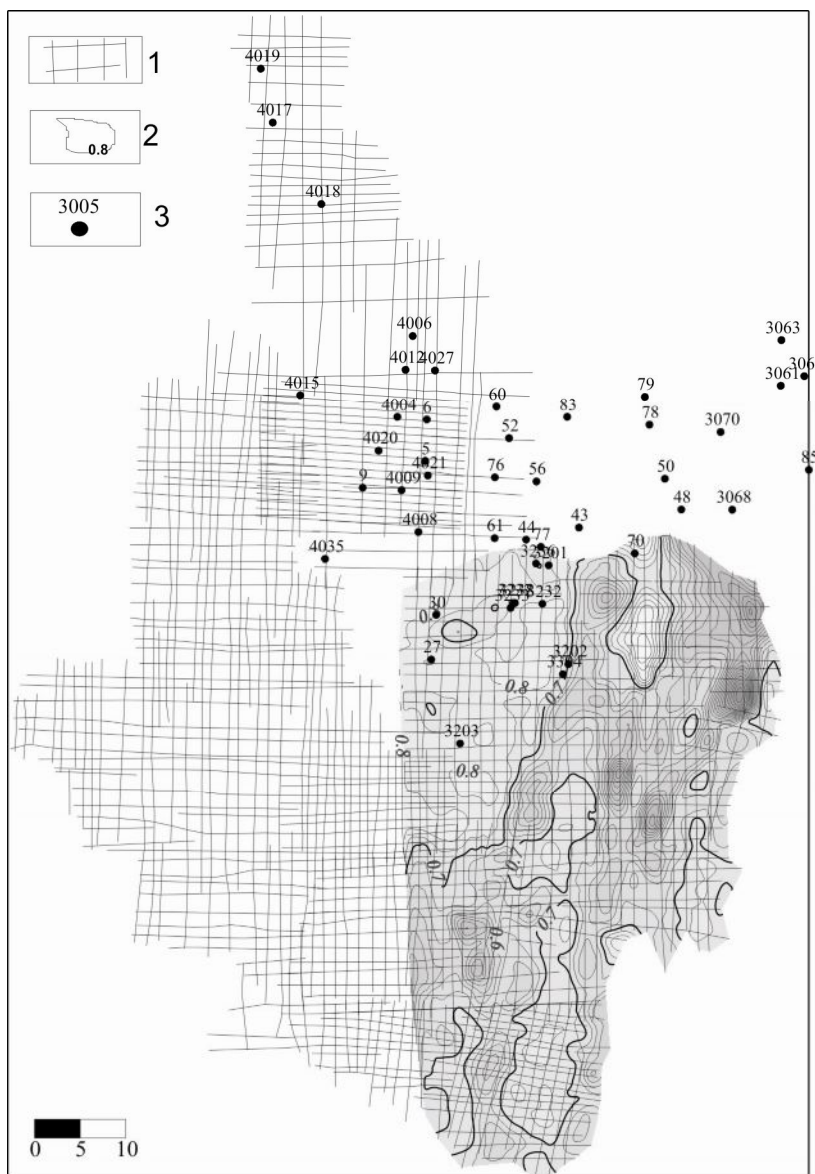


Рис. 3. Карта коэффициента корреляции с формой сигнала отражения от пластов А₂БС₆ и А₁БС₆

1 - линии сейсмических профилей, 2 - изолинии коэффициента корреляции с формой сигнала, 3 - скважины

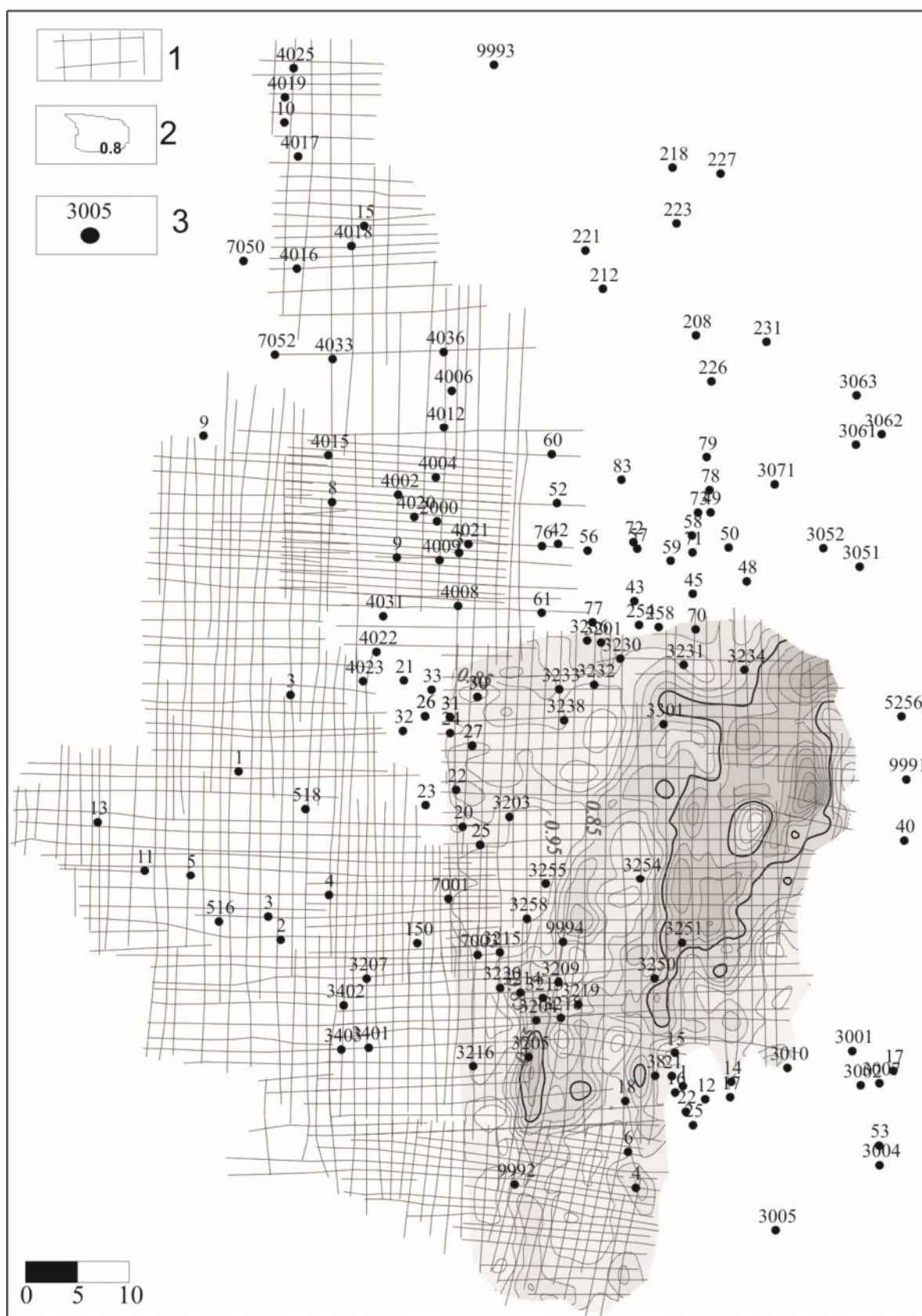


Рис. 4. Карта когерентности отражения от пластов А₂БС₆ и А₁БС₆
1 - линии сейсмических профилей, 2 - изолинии когерентности, 3 - скважины

По картам, характеризующим динамические параметры отражающих горизонтов, отчетливо прослеживаются вытянутые в северо-восточном направлении узкие зоны. Такое строение подтверждается временными сейсмическими разрезами, переобработанными по системе РЕАПАК. Эта система позволяет получать разрез эффективных коэффициентов отражения (разрез ЭКО), который обеспечивает повышение разрешенности сейсмической информации и позволяет более адекватно отображать геологическую информацию [Золотов и др., 1998]. На разрезах хорошо прослеживаются отдельные песчано-алевритовые ачимовские тела (рис. 5). В Камынской скважине 3234 выделены два ачимовских пласта Ач₃БС₆ и Ач₂БС₆. По разрезам ЭКО видно, что пласт Ач₂БС₆ состоит из нескольких линз, залегающих черепицеобразно. На этих разрезах в некоторых местах можно выделить и пласт Ач₃БС₆, там, где расстояние между кровлей пласта и кровлей баженовской свиты увеличивается и составляет более 50 м.

Кроме песчаных пластов на разрезах ЭКО хорошо выражены региональные глинистые пачки, имеющие собственные названия (лянторская, маслиховская, пимская, быстринская). Тем не менее, и здесь нет однозначной корреляции, поэтому на разрезах ЭКО показано положение лянторской пачки по данным сейсморазведки и по данным каротажа скважин, так как лянторская пачка неоднородная и разновозрастная. На разрезах ЭКО видно, как лянторская пачка начинает раздваиваться, от нее начинают отходить другие глинистые пачки, которые сначала слабо выражены на сейсмических разрезах, а затем отражение, соответствующее им становится сильнее и в каких-то местах даже лучше, чем у предполагаемой лянторской пачки. Так, например, на разрезе 019536а (рис. 5) отражение, соответствующее лянторской пачке следится чуть ниже маслиховской и параллельно ей. Тем не менее, если проанализировать на этом разрезе отражающие горизонты в районе скв. Камынская-3231, видно, что там отражение, соответствующее лянторской пачке, «разрушено». Реперное отражение появляется чуть ниже, что сразу же отражается на каротажных диаграммах аномалиями ИК и БК, по которым и была выделена лянторская пачка.

Несмотря на некоторую неоднозначность стратификации и корреляции отражающих горизонтов, по разрезам ЭКО можно с достаточно высокой точностью картировать песчаные линзы мощностью до 5 м.

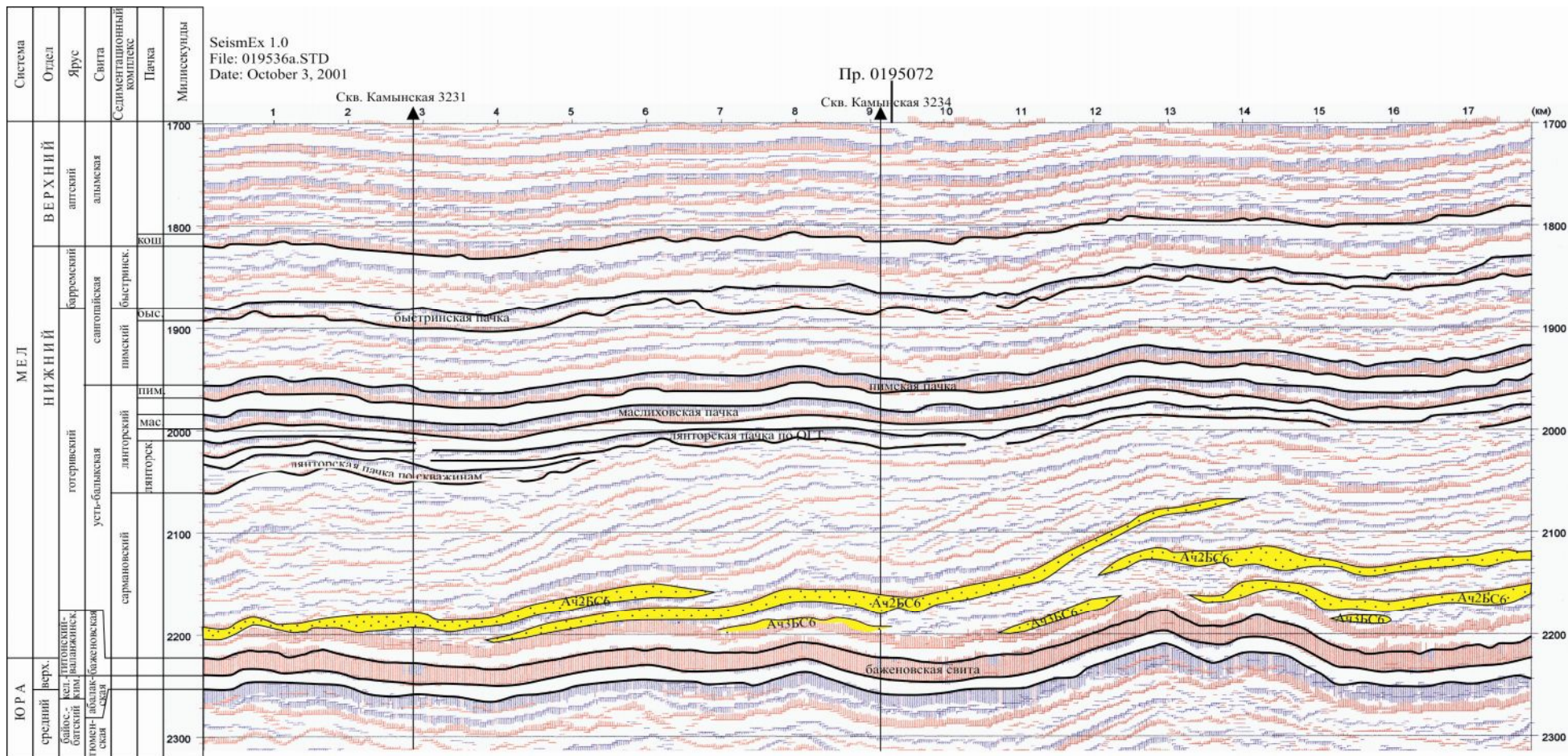


Рис. 5. Стратифицированный разрез ЭКО по профилю 019536А

Выводы

По результатам комплексного анализа каротажных диаграмм (в частности кривой ПС), динамическому анализу отражающих горизонтов временных сейсмических разрезов ОГТ, переобработанных сейсмических разрезов (ЭКО) и принятой модели формирования неокомских отложений удалось уточнить строение ачимовской толщи на Камыньском блоке Сургутского свода. Также на основании выполненного анализа можно с достаточно высокой степенью достоверности прогнозировать распространение коллекторов в ачимовской толще.

Литература

Архипов С.В., Колесник В.Б. Особенности геологического строения горизонта БС₁₂ Родникового месторождения // Нефть Сургута. «Издательство «Нефтяное хозяйство». - 1997. - С. 158-168.

Золотов А.Н., Лурье А.Г., Рудницкая Д.И., Салманов Ф.К. Изучение продуктивных отложений неокома Восточно-Уренгойского месторождения // Геология нефти и газа. - 1998. - № 8. - С. 2-11.

Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Сафонов В.С. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект. - Новосибирск: изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ. - 1996. - 252 с.

Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра. - 1984. - 230 с.

Скрипунов М.Г., Лазарев И.С., Скляр Т.Т., Вакарина И.В., Локина Н.В., Прокошев Н.А., Сулима С.А. Особенности выработки запасов нефти из пластов АС₇₋₉ Яун-Лорского и Вачимского месторождений // Нефть Сургута. «Издательство «Нефтяное хозяйство». - 1997. - С. 175-184.

Larichev A.I.

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute (VSEGEI), St. Petersburg, Russia, Andrey_Larichev@vsegei.ru

Medvedev N.Ya., Kos I.M.

JSC Surgutneftegas, Surgut, Russia, kos_im@surgutneftegas.ru

Melnikov N.V.

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia, melnikov@sniiggims.ru

Konstantinova L.N., Zakhryamina M.O.

A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, konstantinova@ipgg.sbras.ru, zakhryaminamo@ipgg.sbras.ru

Ukhlova G.D., Kalgin V.P.

JSC Sibneftegeofizika, Novosibirsk, Russia, ukhlova@sibngf.ru, kalgin@sibngf.ru

THE FORECAST OF ACHIMOV SANDSTONE RESERVOIRS (HAUTERIVIAN) ON THE WESTERN PART OF SURGUT ARCH (WESTERN SIBERIA)

Several groups of sandy-silty bodies, characterized by certain reservoir properties, were distinguished on the basis of relative amplitude of spontaneous polarization. Curves of spontaneous polarization are used for local forecast of sandy body-reservoir, zones of their pinching-out and associated lithological traps. The investigation of correlation between reservoir properties of sandstones and dynamic parameters of wave field was conducted. Inverse relationships between high correlation coefficients of net thickness of sand layer and net sand coefficient and signal form and reflection coherence were analyzed. The north-east elongated narrow zones are traced from dynamic parameters of reflecting horizons that suggest discrete reservoir distribution in the Achimov strata. Such structure is confirmed by seismic time sections reprocessed using REAPAK.

Key words: sandstone-siltstone reservoirs, Achimov strata, relative amplitude of spontaneous polarization, local forecast.

Reference

Arkhipov S.V., Kolesnik V.B. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya gorizonta BS₁₂ Rodnikovogo mestorozhdeniya* [The particularities of geological structure of BS₁₂ layer of Rodnikov field]. Neft' Surguta. «Izdatel'stvo «Neftyanoe khozyaystvo», 1997, p. 158-168.

Karogodin Yu.N., Ershov S.V., Safonov V.S. *Priobskaya neftenosnaya zona Zapadnoy Sibiri: Sistemno-litologicheskiiy aspect* [Priobskaya oil zone of Western Siberia: System-lithmological aspect]. Novosibirsk: SO RAN, NITs OIGGM, 1996, 252 p.

Muromtsev V.S. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza* [Electrometric geology of sandy bodies – depositional traps of oil and gas]. Leningrad: Nedra, 1984, 230 p.

Skripunov M.G., Lazarev I.S., Sklyar T.T., Vakarina I.V., Lokshina N.V., Prokoshev N.A., Sulima S.A. *Osobennosti vyrabotki zapasov nefti iz plastov AS₇₋₉ Yaun-Lorskogo i Vachimskogo mestorozhdeniy* [The particularities of generation of petroleum reserves from layers AS₇₋₉ of Yaun-Lorskoe and Vachimskoe fields]. Neft' Surguta. «Izdatel'stvo «Neftyanoe khozyaystvo», 1997, p. 175-184.

Zolotov A.N., Lur'e A.G., Rudnitskaya D.I., Salmanov F.K. *Izuchenie produktivnykh otlozheniy neokoma Vostochno-Urengoyskogo mestorozhdeniya* [Study of the productive deposits of neokom East-Urengoy field]. Geologiya nefti i gaza, 1998, no. 8, p. 2-11.

© Ларичев А.И., Медведев Н.Я., Кос И.М., Мельников Н.В.,
Константинова Л.Н., Захрямина М.О.,
Ухлова Г.Д., Калгин В.П., 2013