

Наличие в ООО "Нефтегазгеофизика" базовой научно-технической кадровой основы (6 докторов наук, 45 кандидатов наук, более 200 квалифицированных инженерно-технических специалистов), научно-исследовательских лабораторий, конструкторского бюро, завода, испытательной и производственной базы создают возможность полного импортозамещения по основным направлениям деятельности компании.

*Генеральный директор
ООО "Нефтегазгеофизика",
д. т. н., профессор*

R. T. Хаматдинов

Производственный опыт

УДК 550.832

*Р. Т. Хаматдинов, Д. В. Белоконь,
В. А. Панюхин, В. М. Теленков
ООО "Нефтегазгеофизика"*

ТЕХНОЛОГИИ ГИС ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫМ КОМПЛЕКСОМ "КАСКАД"

Представлена технология производства ГИС во всех категориях скважин и в различных типах геологических разрезов комплексом кабельной аппаратуры "Каскад", включающим в себя набор скважинной и регистрирующей аппаратуры. Рассмотрены способы интерпретации и критерии оценки качества ГИС в терригенных, карбонатных и эфузивных коллекторах.

Ключевые слова: скважина, каротаж, комплексный прибор, коллекторские свойства, стабильность показаний, результаты ГИС.

Предлагаемая технология ориентирована на определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), литологическое расчленение разреза, оценку нефтегазонасыщенности терригенных, карбонатных, эфузивных коллекторов. Оценивается также перспективность сланцевых пород для получения промышленных притоков газа.

Технология включает в себя аппаратурно-программный комплекс с полным набором скважинной аппаратуры, систему первичной обработки исходных данных и геологическую интерпретацию с выдачей заключений с количественным определением ФЕС, нефтегазонасыщенности и литологии исследуемого разреза.

Характеристика комплекса кабельных приборов “Каскад”

Перечень методов ГИС, реализуемых комплексом приборов “Каскад”, приведен в табл. 1. В состав комплекса “Каскад” входят:

- скважинные приборы серии “Каскад”;
- наземный регистрирующий комплекс “Каскад”;
- программное обеспечение (ПО) регистрации и обработки данных;
- средства метрологического обеспечения и вспомогательное оборудование.

Отличительные особенности приборов “Каскад”:

- модульное исполнение с возможностью компоновки сборок с унифицированными электромеханическими соединениями;
- программная управляемость;
- оснащенность унифицированной телеметрией, работа с наземной лабораторией на общую шину в режиме запрос–ответ независимо от соседних модулей с использованием кода “Манчестер-2” (стандарт MIL-STD-1553В);

Таблица 1
Методы ГИС, реализуемые кабельными приборами “Каскад”

Методы каротажа	Модификации скважинных приборов
Электрический	БКЗ, БК-3, ПС, резистивиметр, 2БК (БК-7+БК-9), 2БК (БК-3+БК-5), ПС, МК, БМК, многозондовый БК-73-НТ
Электромагнитный индукционный	5ИК (пятизондовый)
Радиоактивный	ГК, ГК+НГК, ГК+2ННК-Т, ГК+2ННК-НТ, 2ГК+3ННК-Т, ГГК-П, ГГК-ЛП
Спектрометрический радиоактивный	СГК, СНГК
Импульсный нейтронный	ИННК, ИНГК, ИННК-НТ с регис. σ
Акустический	АК (компенсированный), АКД (компенсированный с длинным зондом), АВАК (с монопольными и дипольными преобразователями)
Акустический телевизор	АСТ
Ядерно-магнитный	ЯМТК-120, ЯМТК-145, ЯМТК-П
Кавернометрия	4- или 6-рычажный каверномер-профилемер
Инклинометрия	ИФМ

- унифицированное электрическое питание всех приборов от сети 220 В, 50 Гц.

Все приборы оснащены специализированным программным обеспечением регистрации результатов измерений, теоретически и экспериментально определены палеточные зависимости, заложенные в программное обеспечение обработки результатов измерений.

Регистрируемые физические параметры горных пород и погрешности измерений по методам ГИС представлены в табл. 2.

Скважинные приборы выпускаются с различной термобаростойкостью, а именно: 120 °C, 80–100 МПа; 175 °C, 120–160 МПа; 200 °C, 140–160 МПа.

По спецзаказам изготавливаются приборы с термостойкостью 230–250 °C.

В зависимости от поставленных задач при проведении каротажных работ формируются различные сборки приборов. Это значительно сокращает время проведения исследований (рис. 1).

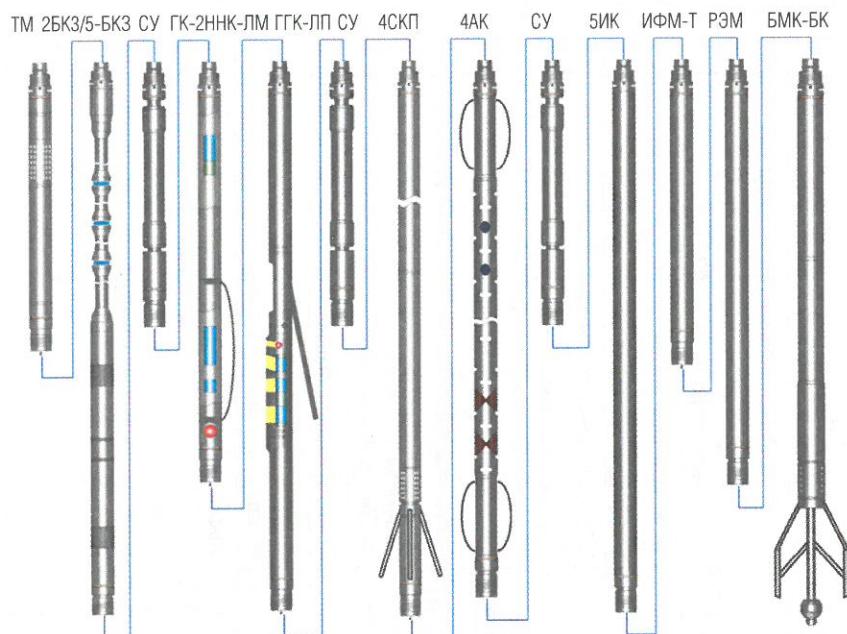


Рис. 1. Сборка приборов серии “Каскад”

Таблица 2

Регистрируемые параметры и погрешности измерений

Метод	Определяемые параметры	Единица измерений	Диапазон измерений	Погрешность
КС, БКЗ	Кажущееся сопротивление (КС)	Ом·м	0,2–5000	2,5%
БКЗ/Б	КС зондов БК-3 и БК-5	Ом·м	0,2–10000	2,5%
ИК	Кажущаяся проводимость	мСм/м	3–3000	3% ± 1 мСм/м
ГК	МЭД естественного гамма-излучения	МКР/ч	0–250	15%
СГК	Массовое содержание урана Массовое содержание тория Массовое содержание калия	10 ⁻⁴ %	0,5–200 0,5–200 0,1–20	10 % 10% 0,3%
ННК, ИННК-НТ	Кажущаяся водонасыщенная пористость (k_n)	%	1–40%	4,2 + 2,3 (40/ k_n – 1), %
ГГК-П, ГГК-ЛП	Объемная плотность Индекс фотозелектрического поглощения	г/см ³ барн/электр.	1,7–3,0 1–7	1,2% 0,25
ИНК	Сечение захвата нейтронов	с. и.	3–30	2,5%
АК	Интервальное время P-волны Интервальное время S-волны	мкс/м мкс/м	120–660 180–1000	5 мкс/м 15 мкс/м
ЯМК	Эффективная пористость	%	1–40	1%

Информация от скважинных приборов по геофизическому кабелю поступает на наземный каротажный регистратор “Каскад”. Выпускаются три типа регистраторов. Регистратор “Каскад” реализует компьютеризированную технологию ГИС, начиная от проведения метрологических работ и заканчивая обработкой каротажных материалов с целью получения оперативных заключений.

Вся аппаратура обеспечена необходимыми методическими руководствами по технологии производства работ, оценке качества материалов и получению геофизических параметров.

Оценка качества и первичная обработка данных электрического, электромагнитного, радиоактивного и акустического каротажей с учетом влияния скважинных условий осуществляются комплексом программ LogPWin, который включен в состав регистратора.

Интерпретация ГИС

Комплексная многопараметровая интерпретация результатов ГИС осуществляется путем обоснования петрофизических зависимостей для конкретных месторождений с учетом лабораторных исследований керна и установленных зависимостей ГИС–керн.

По результатам ГИС программными комплексами (LogPWin, LogWin, LogWin-Эк) производится литологическое расчленение разрезов, выделение коллекторов, распределение их по типам (поровые, кавернозные, трещинные, трещинно-кавернозные), определение коэффициентов общей и эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности во всех типах коллекторов.

Определение ФЕС

Одной из задач интерпретации данных ГИС является количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств и компонентного (минералогического) состава пород. Использование системы уравнений, связывающих литологию и пористость пород с объемами отдельных литологических компонент, для решения данной задачи является наиболее универсальным инструментом. Если используются только линейные связи между геофизическими параметрами и объемами литологического-емкостных компонентов, то система для методов ННК-Т, ГГК-П и АК выглядит следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma = \sum_i^n \sigma_i V_i \\ w = \sum_i^n w_i V_i \\ \Delta t = \sum_i^n \Delta t_i V_i \\ 1 = \sum_i^n V_i, \end{array} \right. \quad (1)$$

где σ , w , Δt – соответственно измеренные значения объемной плотности, водородосодержания, интервального времени; V_i – объемные доли компонентов в единице объема породы; n – количество компонентов.

Графическое отображение подобных зависимостей геофизических параметров от объемного содержания компонентов, формирующих горную породу, представляется набором палеток (рис. 2). Если интерпретируемая система состоит не более чем из трех уравнений, описывающих интерпретируемые методы ГИС, то такую систему можно отобразить графически в виде трехмерного кросс-плота (рис. 3).

Анализ кросс-плотов позволяет произвести первичную интерпретацию имеющихся данных и решить следующие задачи:

- определить расположение каротажных данных относительно области палеток. Если облако точек данных каротажа лежит вне области, ограниченной линиями палеток, сформированных используемой геологической моделью, то данные или некорректны, или геологическая модель учитывает не все литологические разности, присутствующие в исследуемом разрезе;
- оценить литологический состав пластов, слагающих исследуемый массив горных пород, и оптимизировать геологическую модель с учетом полученного результата;
- определить примерный состав глин и учитывать эту информацию при интерпретации.

Количественные значения геологических характеристик получаются решением системы уравнений путем минимизации разницы между значениями, зарегистрированными при каротаже геофизическими параметрами, и значениями, восстановленными по используемой геологической модели. Примеры решения задач и способы интерпретации данных ГИС в различных типах разрезов, представленных терригенными, карбонатными и эфузивными породами, приведены на рис. 4–11.

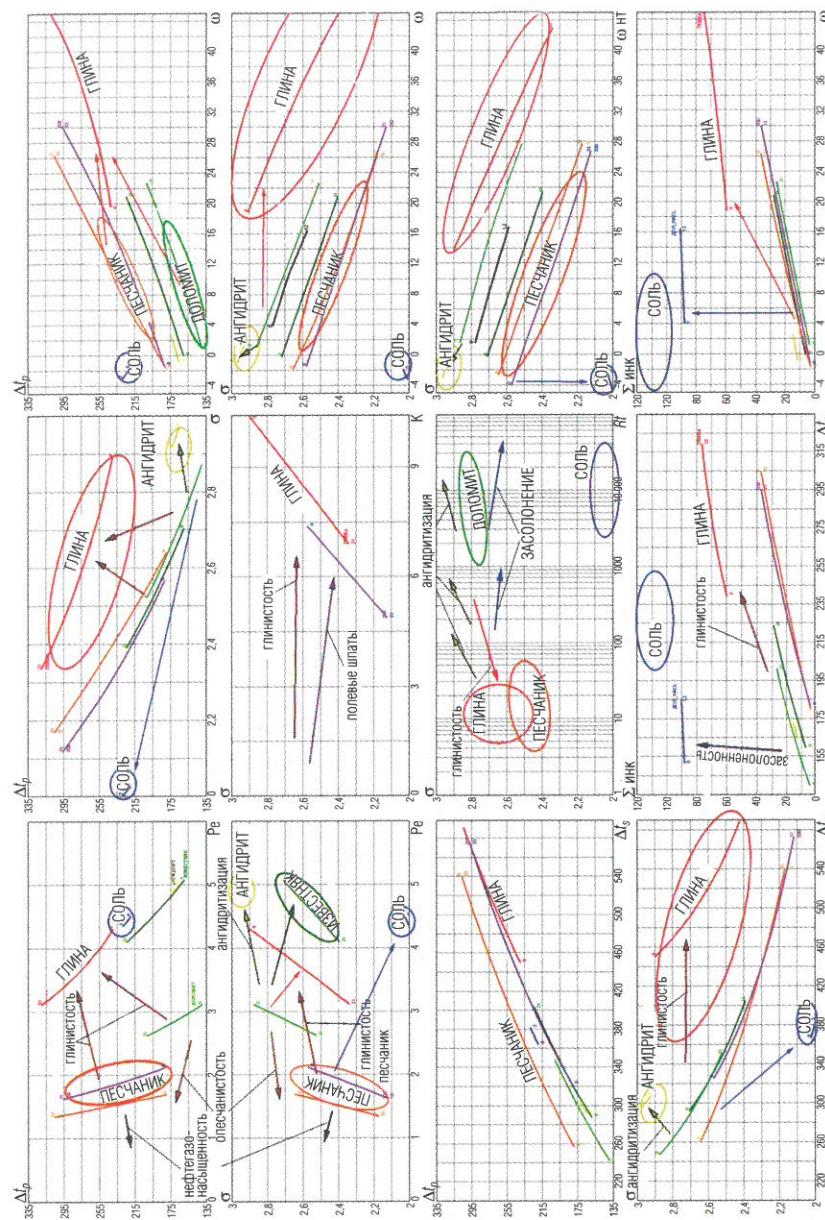


Рис. 2. Графики связей геофизических параметров для пород Восточной Сибири

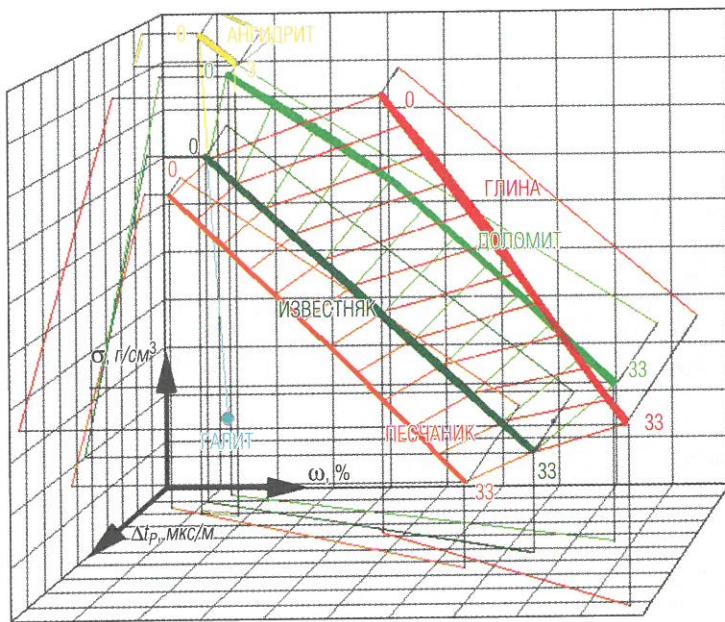


Рис. 3. Трехмерное представление геолого-геофизической модели

Реализуемый аппаратурой “Каскад” комплекс ГИС позволяет расширить круг определяемых параметров с количественными определениями общей и эффективной пористости и проницаемости, осуществить выделение проницаемых интервалов по волнам Стоунли, разделение глинистости по минералогическому составу, определение нефтегазонасыщенности.

На сводном планшете (рис. 4) показаны результаты ГИС и интерпретации в разведочной скважине в терригенном разрезе. В данном примере эффективная пористость оценена тремя независимыми способами: по интервальному времени волны Стоунли, по данным ЯМК и по результатам интерпретации комплекса ННК-Т, ГГК-П и АК. Нефтенасыщенность определена по стандартной методике.

Кросс-плоты данных ННК-Т, ГГК-П, АК отображены на рис. 5. Из анализа отображенных данных следует, что в исследуемом интервале разреза присутствуют песчано-глинистые породы, карбонатизированные пропластки и породы с высоким содержанием углей.

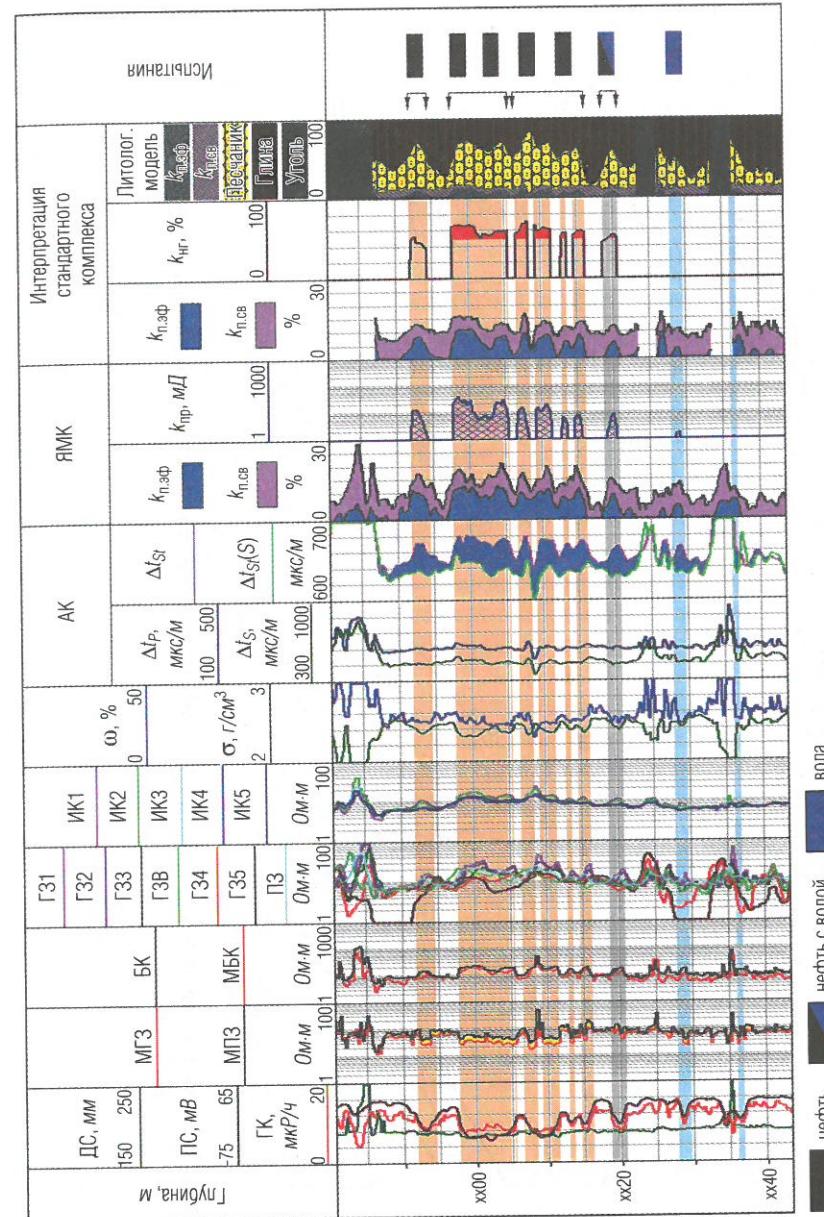


Рис. 4. Комплекс ГИС и результаты интерпретации терригенного разреза поисково-разведочной скважины

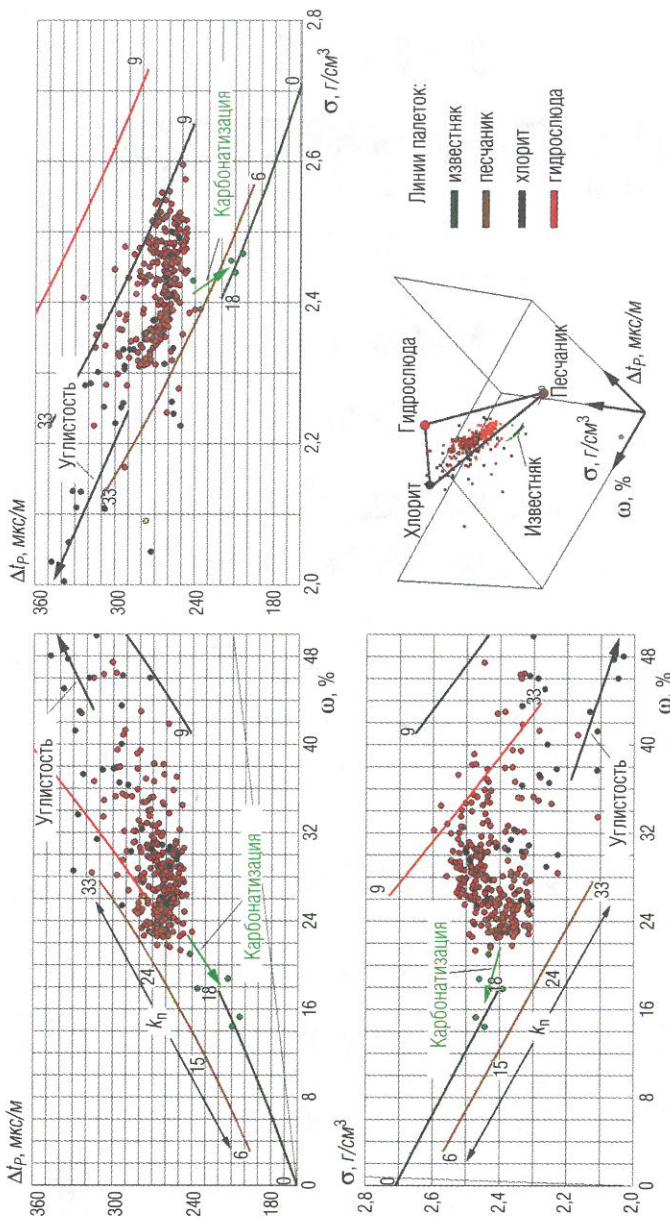


Рис. 5. Кросс-плоты данных НИК-Т, ГИК-П, АК, зарегистрированных в территориальном разрезе

Содержание глинистого материала в основной массе пород колеблется от 20 до 70%. Поскольку облако массива данных (рис. 5) имеет вытянутую форму, смещенную в сторону палетки хлорита, можно предположить, что состав глин преимущественно хлоритовый с небольшой долей (до 30%) гидрослюд. Карбонатизированные и углистые пласти выделяются по смещению точек облака, соответствующим этим пластам, соответственно в сторону палеток “известняк” и “уголь”.

Общая пористость пород изменяется от 5 до 30%. Проницаемость – до 40 мД.

Сводный планшет и результаты интерпретации в разведочной скважине карбонатного разреза приведены на рис. 6.

Нижнекембрийские отложения залегают непосредственно под солевыми отложениями. Отложения представлены смесью минералов, преимущественно хемогенного происхождения. Преобладающую часть объема пород составляют доломиты с переслаиванием известковистых, ангидритизированных и глинистых доломитов. Распространены коллекторы смешанного типа: каверново-поровые, трещинно-поровые и каверново-трещинно-поровые.

В скважине, кроме методов стандартного комплекса ГИС, были дополнительно проведены исследования методами импульсного нейтронного, спектрального нейтронного, кроссдипольного и ядерно-магнитного каротажей.

Наличие соли (серые точки) и ангидритизированных пород (желтые точки) позволяет надежно оценить качество исходных данных, используя эти пласти в качестве опорных (рис. 7). Отмечается присутствие известняка доломитизированного (темно-зеленые точки), доломитов (светло-зеленые точки) и глинистых доломитов (красные точки). Для интервалов с каверновой пористостью характерны заниженные показания интервального времени продольной волны относительно плотности и водородосодержания. Интервалы с подвижным флюидом определены по данным ЯМК и волны Стоунли. Все они связаны с наличием каверновой пористости.

На рис. 8 приведены результаты ГИС и интерпретации по глубокой скважине: забой – 6980 м, температура на забое – 215 °С, давление 810 атм. Подсолевые нефтематеринские породы относятся к среднему девону. По кросс-плотам $\Delta t_p - \Delta t_s - W$ (рис. 9) можно расчленить разрез на известники (темно-зеленые точки), доломиты (светло-зеленые), песчаники (коричневые и синие точки) и глинистые породы (красные и розовые точки).

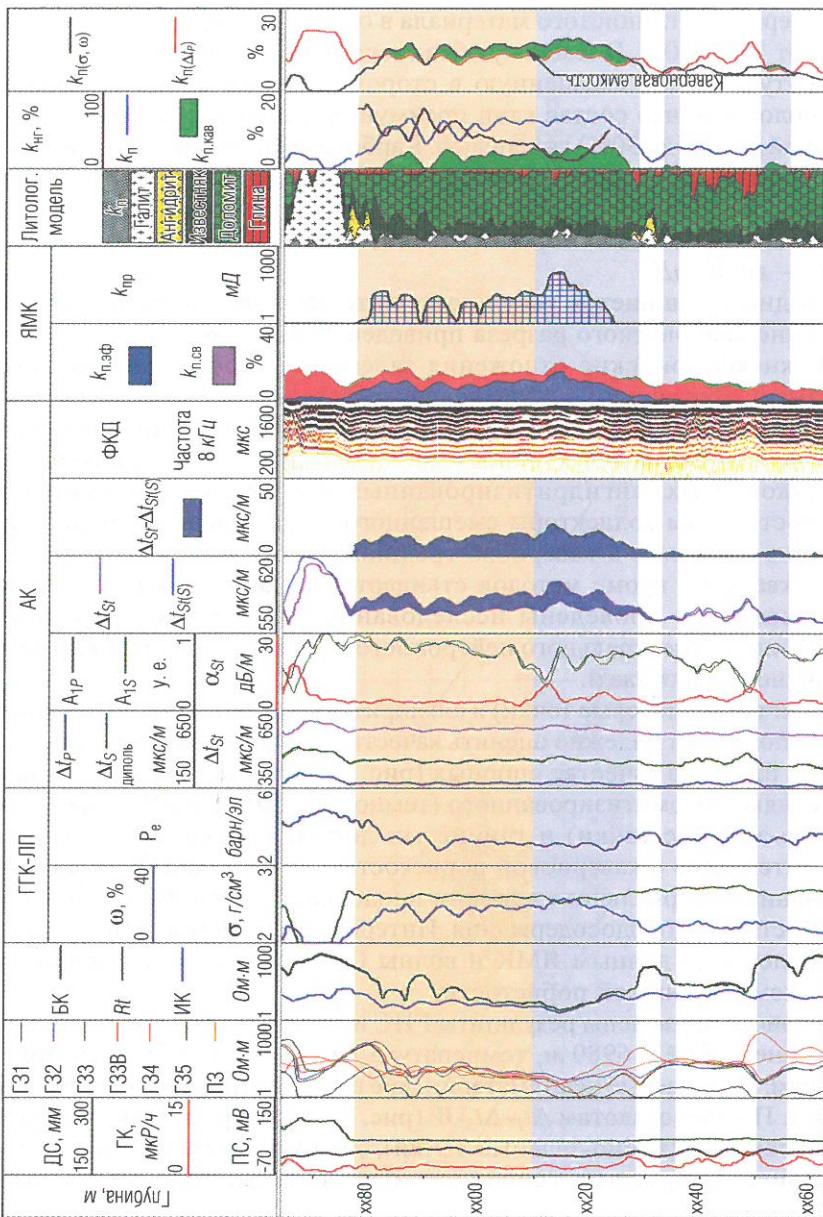


Рис. 6. Карбонатные отложения

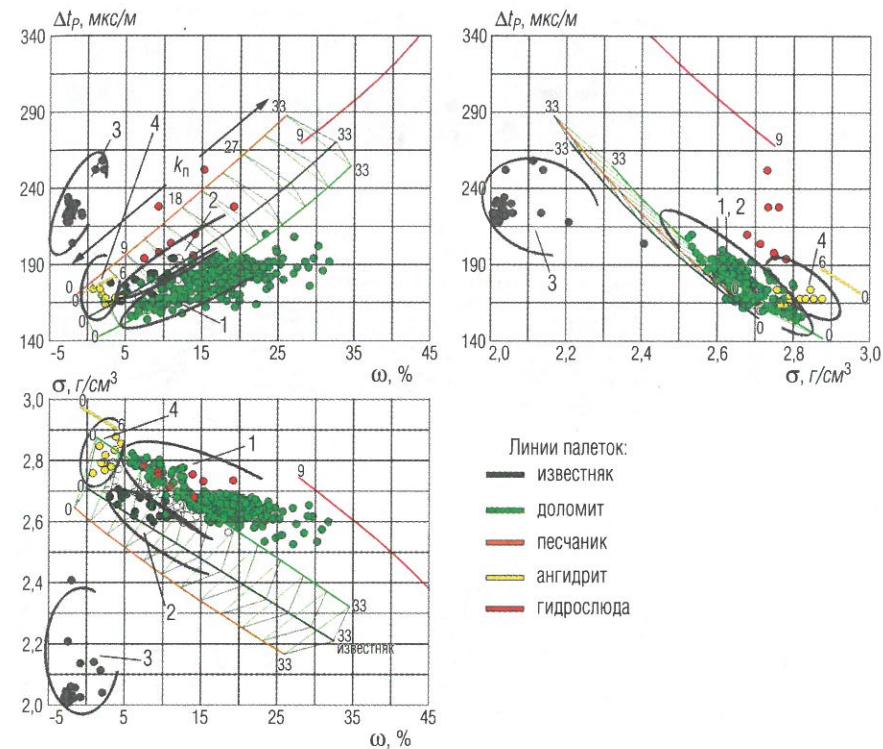


Рис. 7. Кросс-плоты данных, зарегистрированных в подсолевых карбонатных отложениях:

1 – доломит; 2 – известковистый доломит; 3 – соль; 4 – ангидритизированные породы

Дополнительное использование данных ГК позволяет расчленить песчаники на кварцевые (коричневые точки) и полевошпатовые (синие), а глинистые породы на преимущественно гидрослюдистые (красные) и хлоритовые (розовые). Желтые точки соответствуют карбонатным породам с признаками газосодержания. На это указывают:

- уменьшение отношения $\Delta t_s/\Delta t_p$;
- уменьшение амплитуд продольной волны.

Общая пористость пород изменяется от 1 до 24%.

Результаты каротажа в интервале эфузивных пород приведены на рис. 10.

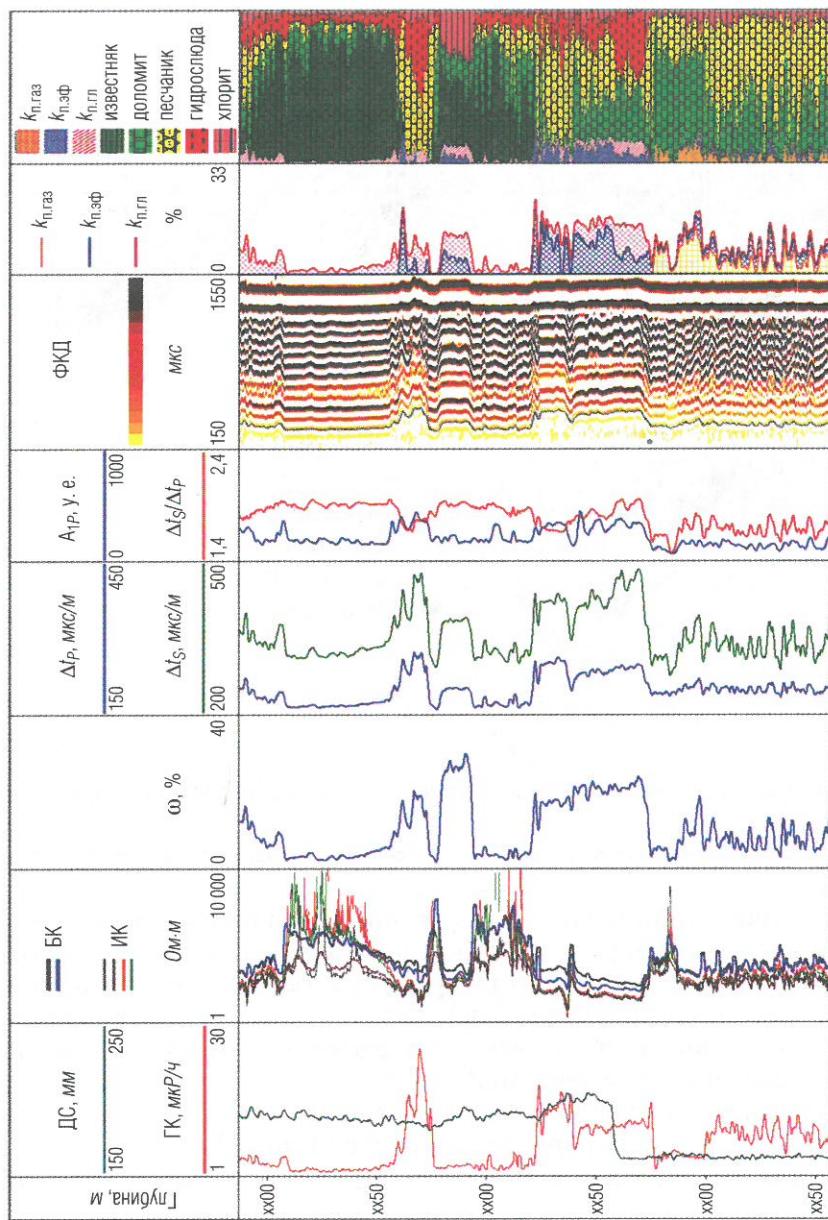


Рис. 8. Результаты ГИС и интерпретации по глубокой скважине

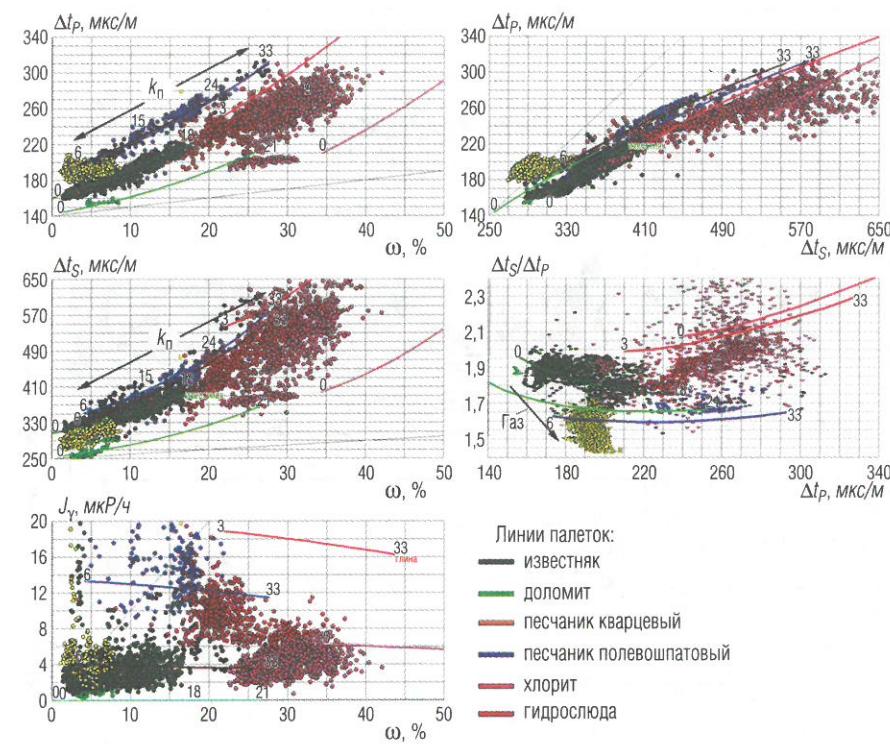


Рис. 9. Кросс-плоты данных ГИС, зарегистрированных при температуре 215 °C и давлении 810 атм

По результатам исследований керна образования триаса представлены мощной толщей эфузивных пород кислого, реже среднего состава. В породах наблюдается изобилие микро- и макротрещин. Процессы выщелачивания, протекающие по трещинам, приводили к их расширению до размеров каверн. Часть трещин залечена вторичными минералами: кремнеземом, хлоритом, сидеритом, кальцитом и др. В продуктивных интервалах открытые трещины и каверны заполнены битумом или капельно-жидкой нефтью.

Коллекторы преимущественно порово-трещинные. Их выделение подтверждено результатами испытаний и промыслового-геофизических исследований.

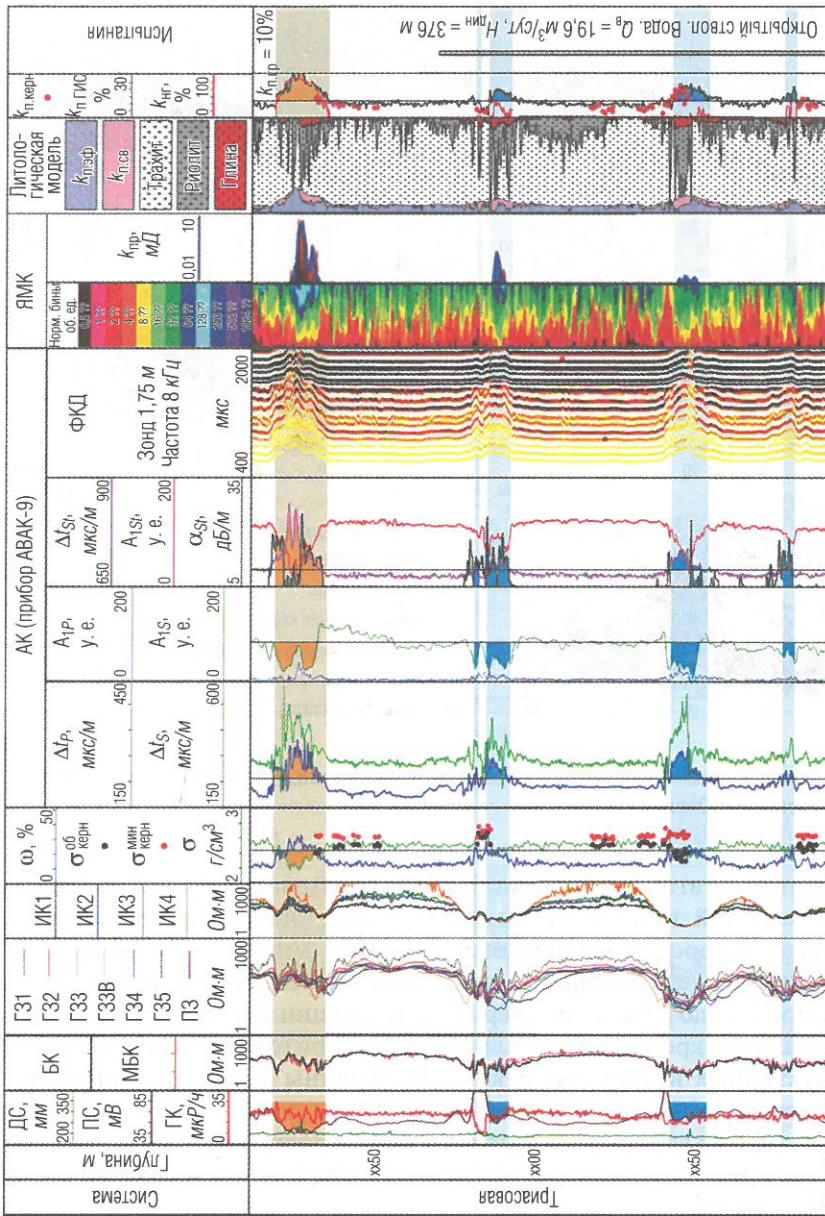


Рис. 10. Результаты ГИС и интерпретации в интервале эфузивных пород

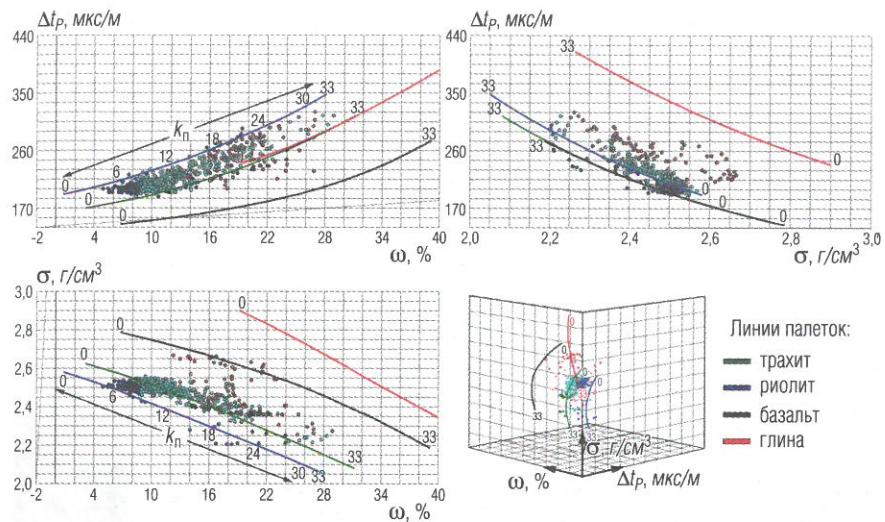


Рис. 11. Кросс-плоты данных ГИС

По распределению данных на кросс-плотах (рис. 11) породы кислого состава – реалит-трахитовые. Интервалы преобразованных пород характеризуются повышенным содержанием глинистых минералов.

При производстве основного объема скважинных исследований, а также при оценке ФЕС, основным в процессе интерпретации ГИС является определение коэффициентов пористости. Определение коэффициентов проницаемости по данным ядерно-магнитного каротажа производится при исследованиях в поисковых и разведочных скважинах. В связи с этим необходимо оценивать погрешности количественных определений пористости по данным ГИС.

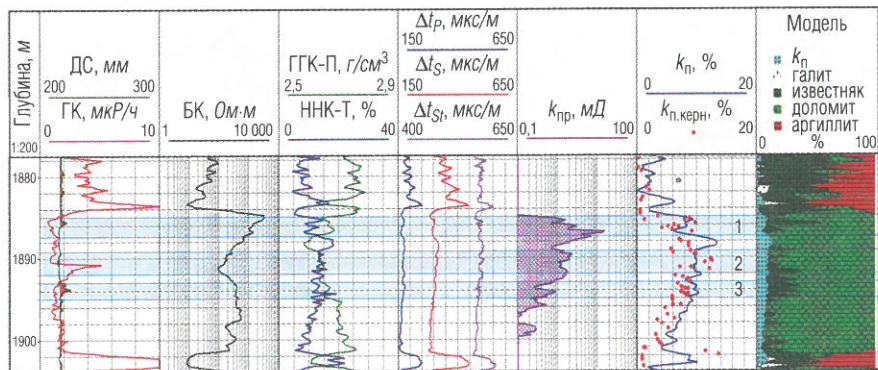
В реализуемом комплексе скважинной аппаратуры “Каскад” по комплексу методов нейтронного, плотностного и акустического каротажей решением системы линейных уравнений по методике кросс-плотов определение коэффициентов производится с погрешностью $\pm 2\%$ абс.

Для подтверждения указанной погрешности проведено сопоставление полученных по ГИС значений $k_{п, общ}$ с лабораторными исследованиями керна в терригенных и карбонатных разрезах. По результатам исследования сложнопостроенных, частично засоленных

карбонатных коллекторов Восточной Сибири разница в значениях составляет 0,5–2,5% (рис. 12).

В терригенном разрезе Западной Сибири (рис. 13) разница в значениях находится в таких же пределах.

Полученные при сопоставлении данные дают основание уверенно использовать комплекс “Каскад” и методику интерпретации при оценке $k_{\text{п.общ.}}$.

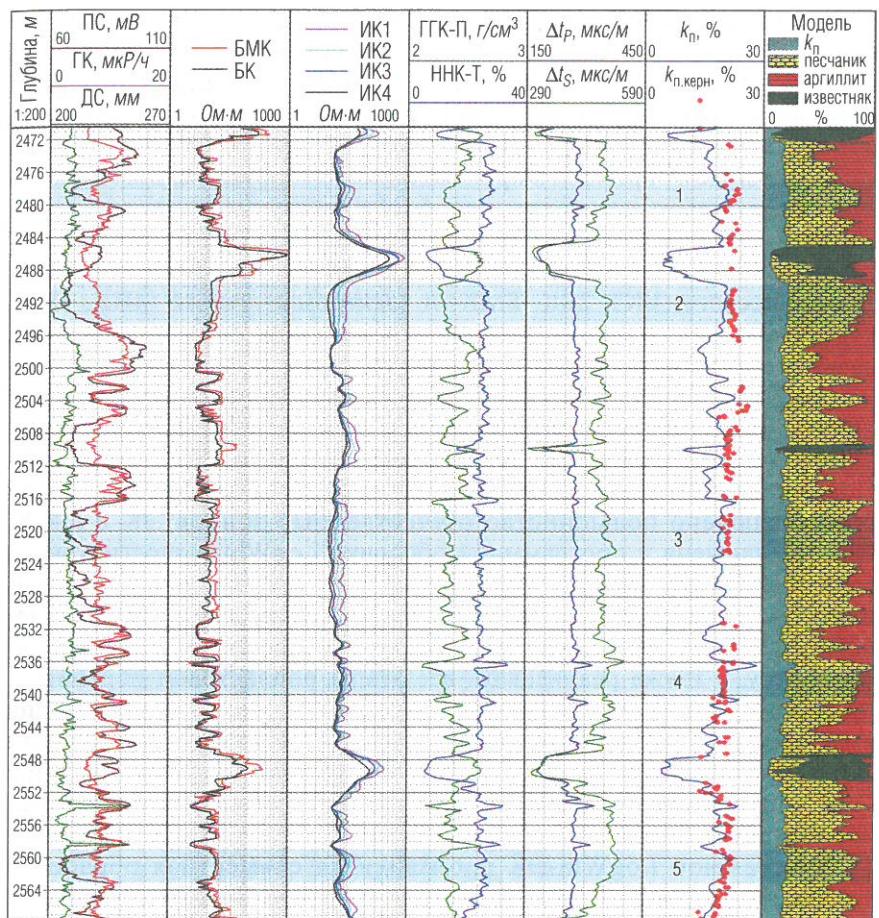


№ пласта	Интервал, м	H , м	$k_{\text{п.керн.}}$, %	$k_{\text{п ГИС.}}$, %	Δ , %
1	1885,0–1887,2	2,2	6,2	8,5	2,3
2	1889,2–1891,8	2,6	9,9	9,7	0,2
3	1893–1894,8	1,8	8	9,5	1,5

Рис. 12. Северо-Могдинское месторождение. Карбонатный разрез

Определение нефтегазонасыщенности

Определение коэффициентов нефтегазонасыщенности проводится по классическому уравнению Арчи–Дахнова и петрофизическим зависимостям для конкретного района. Основным исходным геофизическим параметром ГИС для определения $k_{\text{нг}}$ служит удельное сопротивление пород разреза, определяемое по данным электрических методов. Комплекс электрических методов аппаратуры “Каскад” для оценки $\rho_{\text{п}}$ включает в себя боковое каротажное зондирование, многозондовый индукционный каротаж, двойной боковой каротаж и микробоковой каротаж.



№ пласта	Интервал, м	H , м	$k_{\text{п.керн.}}$, %	$k_{\text{п ГИС.}}$, %	Δ , %
1	2477,2–2480,2	3,0	22,3	21,0	1,3
2	2489,6–2494,4	4,8	22,3	20,5	1,8
3	2518,0–2523,0	5,0	21,5	19,4	2,1
4	2537,0–2540,0	3,0	20,4	20,6	0,2
5	2559,0–2562,8	3,8	21,2	21,0	0,2

Рис. 13. Федоровское месторождение. Терригенный разрез

В комплексе ГИС важнейшее место занимают методы, несущие информацию о геоэлектрических характеристиках разреза. Они остаются практически единственными методами, служащими для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности, и занимают более половины объема геофизических исследований, проводимых в открытом стволе.

К настоящему времени в производственных организациях используется весь набор скважинных приборов электрического каротажа в комплексе "Каскад". Для определения удельного сопротивления пластов используется совместная обработка данных разнотипных зондов электрического (БКЗ, 2БК, БМК) и электромагнитного (4ИК, 5ИК) каротажей, позволяющая оценивать показатели геоэлектрического разреза с минимальными погрешностями.

Для этой цели разработана программа ЭКАР, рекомендованная для использования при подсчете запасов нефти и газа и эксплуатирующаяся как самостоятельно, так и в составе систем обработки ГИС-Подсчет и LogTools. В ходе дальнейших работ в нее для обработки было включено большинство отечественных зондов ЭК и ЭМК. Она подключена к программной оболочке LogWin и зарегистрирована Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам в Реестре программ для ЭВМ под именем LogWin-ЭК. Эта программа позволяет проводить поточечную обработку, а также реализовать все этапы попластовой обработки, предусмотренные изорезистивной методикой интерпретации. Она включает в себя оценку качества результатов измерений зондами ЭК и ЭМК с уточнением удельного электрического сопротивления (УЭС) промывочной жидкости (ПЖ) и определение электрических параметров пластов.

Программой LogWin-ЭК производится совместная обработка зондов БКЗ, потенциал-зонда, зонда двойного бокового каротажа (БК-3/5, БК-7/9), многозондового индукционного каротажа (5ИК) ООО "Нефтегазгеофизика".

В табл. 3 представлены используемые на различных этапах обработки интерпретационные модели и определяемые параметры.

Поточечная обработка, реализованная в программе, может проводиться как для отдельных зондов, так и для многозондовых комплексов. Такая обработка, кроме получения оценок УЭС разреза по каждому из зондов, дает возможность визуальной оценки качества диаграмм и выделения пластов для попластовой обработки, в частности пластов с зоной проникновения.

Таблица 3

Интерпретационные модели	
Процедура обработки	Определяемые параметры
Оценка качества по опорным пластам ($N \geq 3, H \geq 3,0 \text{ м}$)	Одиночный пласт со скважиной в однородных вмещающих породах: – анизотропный пласт без зоны проникновения – пласт с зоной проникновения
Поточечная обработка данных одиночных зондов	Пласт неограниценной толщины со скважиной без зоны проникновения
Поточечная обработка данных комплексов зондов 5ИК, БМК, 2БК	Пласт неограниценной толщины со скважиной и с зоной проникновения
Попластовая обработка данных комплекса зондов при $H \geq 0,8 \text{ м}$ 5ИК, БКЗ, 2БК	Одиночный пласт со скважиной в однородных вмещающих породах: – анизотропный пласт без зоны проникновения – пласт с зоной проникновения

В процедуре выделения пластов с зоной проникновения после поточечной обработки могут с успехом использоваться и диаграммы градиент-зондов.

В программе при попластовой обработке реализована возможность явного задания типа пласта (без проникновения, с проникновением) или автоматического выбора типа пласта программой путем сопоставления невязок решений при задании типа пласта "неопределенный".

Вся информация, необходимая для анализа принятых решений, выводится в табличной форме. Это конкретные отсчеты, снятые в пласте и во вмещающих породах, расчетные показания зондов, невязки, нормированные на предполагаемые погрешности измерений.

Во всех процедурах попластовой и поточечной обработки согласованно используются выбранные источники данных о диаметре скважины и УЭС ПЖ (отсчеты с диаграмм каверномера и резистивиметра или введенные интерпретатором априорные значения). При использовании априорных данных об УЭС ПЖ возможен автоматический учет влияния геотермического градиента.

В процедурах попластовой обработки одновременно могут использоваться данные до 20 зондов.

Точность определения удельных сопротивлений зависит от погрешностей систем измерения, скважинных условий строительства скважин, геоэлектрического разреза и полноты выполнения комплексов ГИС.

Для терригенного разреза Западной Сибири в однородных пластах коллекторов при выполнении комплекса БКЗ, 2БК, 5ИК погрешность определения удельных сопротивлений составляет 20%. При уменьшении толщины пласта до 2 м погрешность вырастает до 40%.

В карбонатном разрезе Восточной Сибири с высокой минерализацией буровых растворов при выполнении комплекса БКЗ, БК-7/9, МБК погрешность определения удельных сопротивлений составляет 40%.

Для оценки возможной погрешности при определении коэффициентов нефтегазонасыщенности (с погрешностью определения удельных сопротивлений пластов порядка 20%) проведен расчет $k_{\text{нг}}$ по уравнению Арчи для сопротивлений 10, 20 и 30 Ом·м (табл. 4).

Расчет производился для $k_n = 22\%$ и $C = 18 \text{ г/л}$ по формуле Арчи-Дахнова:

$$k_{\text{нг}} = 1 - \sqrt[n]{\frac{\alpha \cdot RW}{RT \cdot \left(\frac{k_n}{100}\right)^m}},$$

где $n = 2$ (показатель водонасыщенности); $m = 1,65$ (степень сцементированности); $RW = 0,21$ при $T = 50^\circ\text{C}$ и $RW = 0,16$ при $T = 70^\circ\text{C}$ (сопротивление пластовых вод); $\alpha = 0,65$ (для терригенного разреза); RT – УЭС пласта.

Таблица 4
Погрешности определения $k_{\text{нг}}$ при $\rho_p = 20\%$ отн.

	8 Ом·м (мин.)	10 Ом·м (сред.)	12 Ом·м (Макс.)	16 Ом·м (мин.)	20 Ом·м (сред.)	24 Ом·м (Макс.)	24 Ом·м (мин.)	30 Ом·м (сред.)	36 Ом·м (макс.)
$k_{\text{нг}}, \%$ $(T = 50^\circ)$	54,4	59,3	62,8	67,8	71,2	73,7	73,7	76,5	78,5
$k_{\text{нг}}, \%$ $(T = 70^\circ)$	60,2	64,4	67,5	71,9	74,9	77,0	77,0	79,5	81,3

Как видно из приведенных данных, погрешность определения $k_{\text{нг}}$ составляет 2–3% абс., что позволяет однозначно выделять продуктивные пласты.

Заключение

К настоящему времени в ООО "Нефтегазгеофизика" разработан и серийно выпускается полный набор аппаратуры и оборудования для проведения измерений во всех категориях скважин на стадии поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородов в различных геолого-технологических условиях.

Разработанные технологии позволяют на современном качественном и количественном уровне решать практически все задачи геофизических исследований для нефтяной и газовой промышленности не только в России, но и в странах ближнего и дальнего зарубежья.

Все виды аппаратуры обеспечены методическими руководствами и программными средствами по технологии производства работ, оценке качества материалов и получению геофизических и геологических параметров.

Комплексная интерпретация получаемых данных производится по ряду прикладных программных комплексов собственной разработки. Решение геологических задач по выделению литотипов, слагающих

изучаемый разрез пород, определение ФЕС и нефтенасыщенности производятся с минимальными погрешностями и удовлетворяют требованиям условий поискового, разведочного и эксплуатационного бурения.

*Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете
ООО “Нефтегазгеофизика” и рекомендована к публикации*

УДК 550.832

*Р. Т. Хаматдинов, В. А. Панюхин,
Д. В. Белоконь, В. М. Теленков
ООО “Нефтегазгеофизика”*

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА ГИС ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН АППАРАТУРНО-ПРОГРАММНЫМ КОМПЛЕКСОМ “КАСКАД-А”

Рассмотрена технология производства ГИС автономными приборами на бурильных трубах в горизонтальных скважинах. Технология включает в себя полный набор модулей скважинных приборов, способов регистрации данных и программных средств. Показаны возможности и ограничения по определению количественных параметров фильтрационо-емкостных свойств (ФЕС) и нефтегазонасыщенности.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, автономные приборы, регистрация, методика интерпретации, анизотропия.

Предлагаемая технология ориентирована на проведение полного комплекса ГИС в горизонтальных скважинах. Она включает в себя работы по определению траектории ствола относительно проектного пласта, его ФЕС, выделение литологических разностей горных пород в интервале ствола и построение литологической колонки.

Основа технологии – аппаратурно-программный комплекс “Каскад-А”, а также система регистрации, первичной обработки исходных данных, геологическая интерпретация по определению общей и эф-

фективной пористости, коэффициентов проницаемости и построение литологической колонки разреза.

Комплекс автономных приборов “Каскад-А” доставляется в интервал исследований колонной бурильных труб. Каждый прибор является самостоятельным, снабжен блоком питания и памяти, что позволяет, в зависимости от решаемых задач, комбинировать варианты сборок приборов специализированными механическими соединителями, обеспечивающими возможность изгиба сборки или отдельных приборов до 5° для облегчения прохождения участков интенсивного набора кривизны скважины.

Методы ГИС, реализуемые автономными приборами “Каскад-А”, представлены в табл. 1.

Таблица 1
Методы ГИС, реализуемые автономными приборами “Каскад-А”

Методы каротажа	Скважинные приборы
Электрический (ПС, КС, БКЗ, 2БК)	2БК (БК-3+БК-5)-А
Электромагнитный индукционный	5ИК-А
Радиоактивный (ГК, ННК, ГГК-П)	АПРК-ГК, АПРК (ГК+2ННК), АПРК-ГГК
Спектрометрический радиоактивный	АПРК-СГК
Импульсный нейтронный	АПРК-ИННК
Акустический	АКГ (компенсированный)
Акустическая кавернометрия (на отраженных волнах)	АСПГ
Ядерно-магнитный	ЯМТК-А
Инклинометрия	ИФМ-А

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память с дискретизацией по времени. Данные каротажа считаются из памяти в компьютер наземного обрабатывающего комплекса после подъема приборов на поверхность.

Привязка данных по глубине осуществляется одним из трех способов:

- по промеру длины бурового инструмента, с использованием записанной в приборах информации о стоянках;