

Производственный опыт

УДК 550.832

*Р. Т. Хаматдинов, Д. В. Белоконь,
В. А. Пантиухин, В. М. Теленков*

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРАБОТОК ООО “НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА” И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Перечислены разработки ООО “Нефтегазгеофизика” в области технологии и техники геофизических исследований скважин. Приведены примеры успешного использования этих разработок.

Ключевые слова: ООО “Нефтегазгеофизика”, скважины, аппаратурно-программные комплексы, разработки, результаты.

Возрастающие требования к детальности разведки новых месторождений и поддержанию уровня добычи углеводородного сырья на действующих месторождениях диктуют необходимость существенного развития и создания новых технологий геофизических исследований скважин (ГИС), обеспечивающих получение достоверной и качественной геолого-геофизической информации при одновременном снижении затрат на строительство скважин. ООО “Нефтегазгеофизика” ориентировано на решение этих задач и предлагает на рынке геофизических услуг технологии, включающие аппаратуру, программные средства, метрологическое обеспечение, методические рекомендации по производству работ для получения качественных и достоверных материалов, а также методики интерпретации ГИС для различных горно-геологических условий.

Технология ГИС открытого ствола скважин кабельными приборами

Технология ориентирована на решение задач литологического расчленения разреза, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нефтегазонасыщенности в терригенных, эфузивных и карбонатных коллекторах в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах. ГИС проводится, в основном, комплексом методов электрического, электромагнитного, гамма- и компенсированного нейтронного (по тепловым или надтепловым нейтронам) каротажей, гамма-гамма-плотностного, акустического каротажа, кавернометрией и инклинометрией. В процессе каротажа регистрируются также температура и давление в скважине, натяжение геофизического кабеля, осуществляется контроль напряжения питания и движения приборов при спуске прибора и записи информации.

При необходимости комплекс ГИС дополняется методами литоплотностного, кросძипольного акустического, ядерно-магнитного каротажа в сильном магнитном поле, импульсного нейтронного, спектрометрического гамма- и спектрометрического нейтронного гамма-каротажей.

Для интерпретации геофизические параметры горных пород по каждому методу выдаются очищенными от геолого-технических условий измерений путем введения соответствующих поправок за условия измерений.

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

По результатам ГИС на основании построенных петрофизических зависимостей производится литологическое расчленение разрезов, выделение коллекторов, распределение их по типам (поровые, кавернозные, трещинные, трещинно-кавернозные), определение коэффициентов общей и эффективной пористости, проницаемости, нефтегазонасыщенности.

Характеристика комплекса кабельных приборов “Каскад”

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

- комплекс скважинных приборов 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;
- програмная 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-1553 В);
- унифицированное электрическое питание всех приборов от сети 220 В, 50 Гц.

Таблица 1

Методы ГИС, реализуемые кабельными приборами “Каскад”

Методы каротажа	Модификации скважинных приборов
Электрический	БК3, БК-3, ПС, БК3, резистивиметр, 2БК (БК-7 + БК-9), 2БК (БК-3 + БК-5), ПС, МК, БМК
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
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-рычажный каверномер-профилемер
Инклинометрия	ИФМ

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 MPa; 175 °C, 120–160 MPa; 200 °C, 140–160 MPa.

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

В зависимости от поставленных задач при проведении каротажных работ формируются различные сборки приборов, что значительно сокращает время на проведение исследований (рис. 1).

Таблица 2
Регистрируемые параметры и погрешности измерений

Метод	Параметр	Единица измерений	Диапазон измерений	Погрешность
КС, БКЗ	Кажущееся сопротивление (КС)	Ом · м	0,2–5000	2,5%
БКЗ/5	КС зондов БК-3 и БК-5	Ом · м	0,2–10000	2,5%
ИК	Кажущаяся проводимость	мСм/м	3–3000	$3\% \pm 1 \text{ мСм/м}$
ГК	МЭД естественного гамма-излучения	мкР/ч	0–250	15%
СГК	Массовое содержание урана Массовое содержание тория Массовое содержание калия	$10^{-4}\%$ $10^{-4}\%$ %	0,5–200 0,5–200 0,1–20	10% 10% 0,3%
ННК	Кажущаяся водонасыщенная пористость (k_n)	%	1–40%	$4,2 + 2,3(40/k_n - 1)$, %
ГГК-П, ГГК-ЛП	Объемная плотность Индекс фотоэлектрического 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%

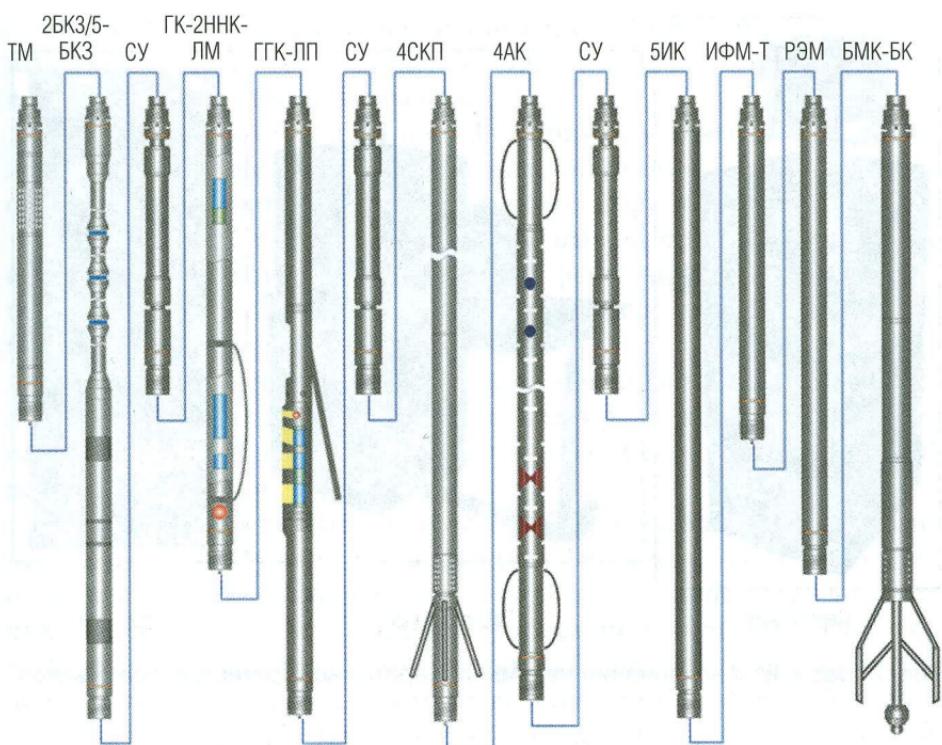


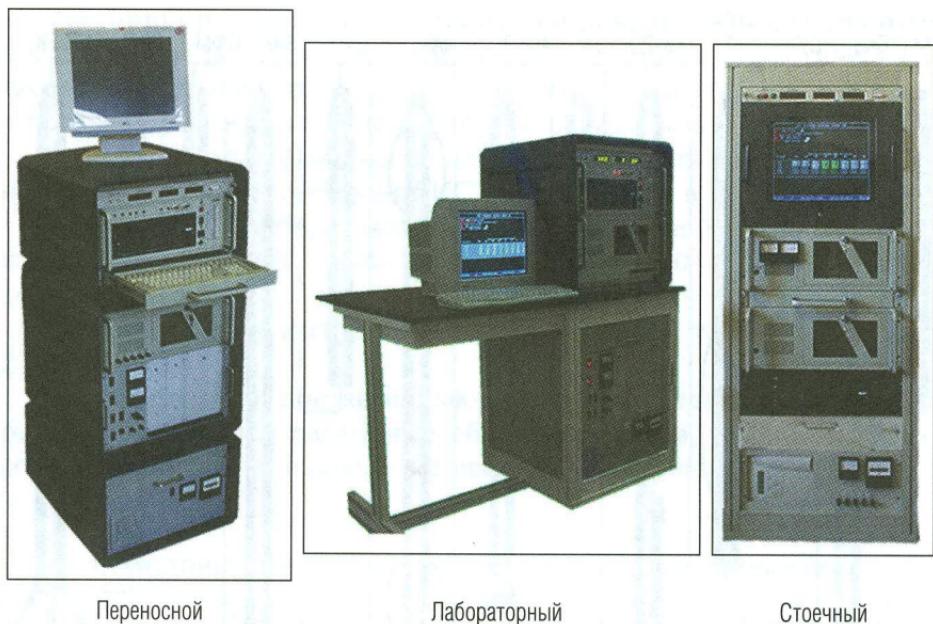
Рис. 1. Сборка приборов серии “Каскад”

Информация от скважинных приборов по геофизическому кабелю поступает на наземный каротажный регистратор “Каскад”. Выпускаются три типа регистраторов (рис. 2). Регистратор “Каскад” реализует компьютеризированную технологию ГИС, начиная от проведения метрологических работ и заканчивая обработкой каротажных материалов с целью получения оперативных заключений.

Функционально регистратор “Каскад” состоит из системы электропитания с гальванической развязкой, системы измерения глубины регистрирующего и управляющего блоков.

Программное обеспечение регистратора “Каскад” позволяет осуществить:

- тестирование самого регистратора и скважинных приборов;
- выполнение базовых и полевых калибровок;



Переносной

Лабораторный

Стоечный

Рис. 2. Варианты исполнения наземного каротажного регистратора "Каскад"

- установку необходимых режимов питания и настройку скважинных приборов;
- управление скважинными приборами при проведении ГИС и запись первичных данных на жесткий диск;
- просмотр, редактирование и выдачу материала каротажа на твердую копию.

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.

Работы комплексом "Каскад" проводятся практически на всех крупных месторождениях нефти и газа России, стран СНГ. Комплекс более 10 лет полномасштабно эксплуатируется в Республике Вьетнам.

Исследования проводятся в карбонатных, терригенных и эфузивных коллекторах, в коллекторах с наличием солей галита и ангидрита в цементе и поровом пространстве.

В качестве примеров на рис. 3–5 приведены результаты исследований комплексом “Каскад” и интерпретация по разведочным скважинам в терригенных, карбонатных и эфузивных коллекторах.

Во всех случаях выделены проницаемые интервалы коллекторов, определены коэффициенты общей и эффективной пористости, проницаемость и нефтегазонасыщенность. Последующие испытания подтвердили результаты интерпретации.

Введение в комплекс метода ядерно-магнитного каротажа позволяет во всех типах исследованных коллекторов с высокой точностью однозначно оценивать коэффициенты проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Проведены опытно-методические работы по созданию технологии исследования эфузивных коллекторов. Технология включает в себя обоснование оптимального комплекса ГИС, создание петрофизических зависимостей и методики интерпретации полученных данных.

Имеющийся аппаратурно-программный комплекс позволяет исследовать скважины с аномальными значениями температуры и давления полным стандартным комплексом ГИС по определению литологии исследуемой части разреза и определению ФЕС. Результаты исследований и интерпретация полученных данных приведены по скважине при забойном давлении 81 МПа и температуре 215 °С (рис. 6, 7).

По полученным данным проведено литологическое расчленение разреза и отмечены интервалы потенциальных коллекторов.

В породах карбонатных и терригенных коллекторов Восточной Сибири могут содержаться в твердом состоянии соли галита и ангидрита. Заполнение порового пространства коллекторов солями значительно снижает проницаемость, и в отдельных случаях коллекторы становятся непроницаемыми.

Для выделения подобных зон разрабатываются технологии количественного определения солей комплексом методов литоплотностного, акустического, нейтронного по тепловым и надтепловым нейтронам, импульсного нейтронного и спектрометрического нейтронного каротажей. Пример таких исследований с результатами интерпретации приведен на рис. 8.

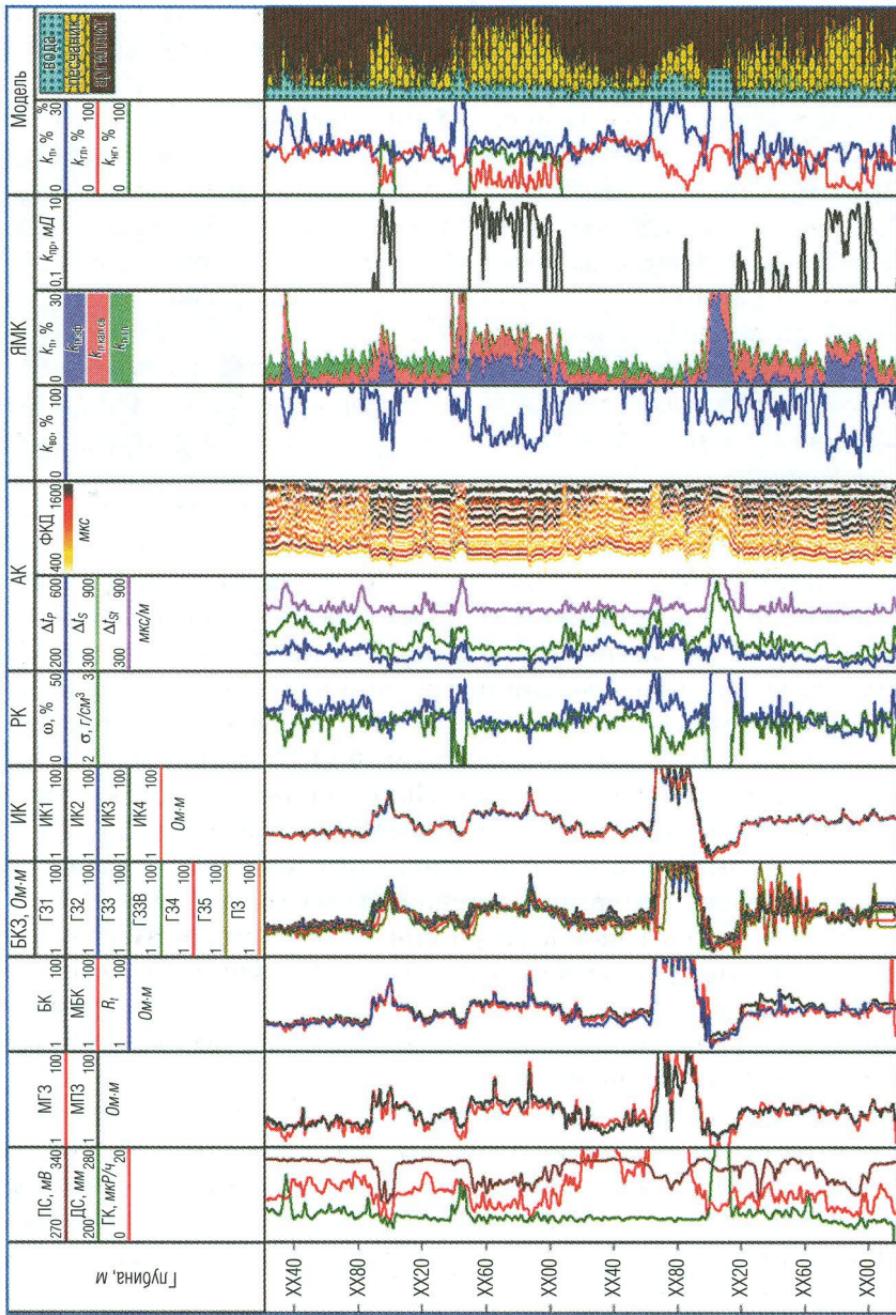


Рис. 3. Комплекс ГИС и результаты интерпретации в территориальных коллекторах Западной Сибири

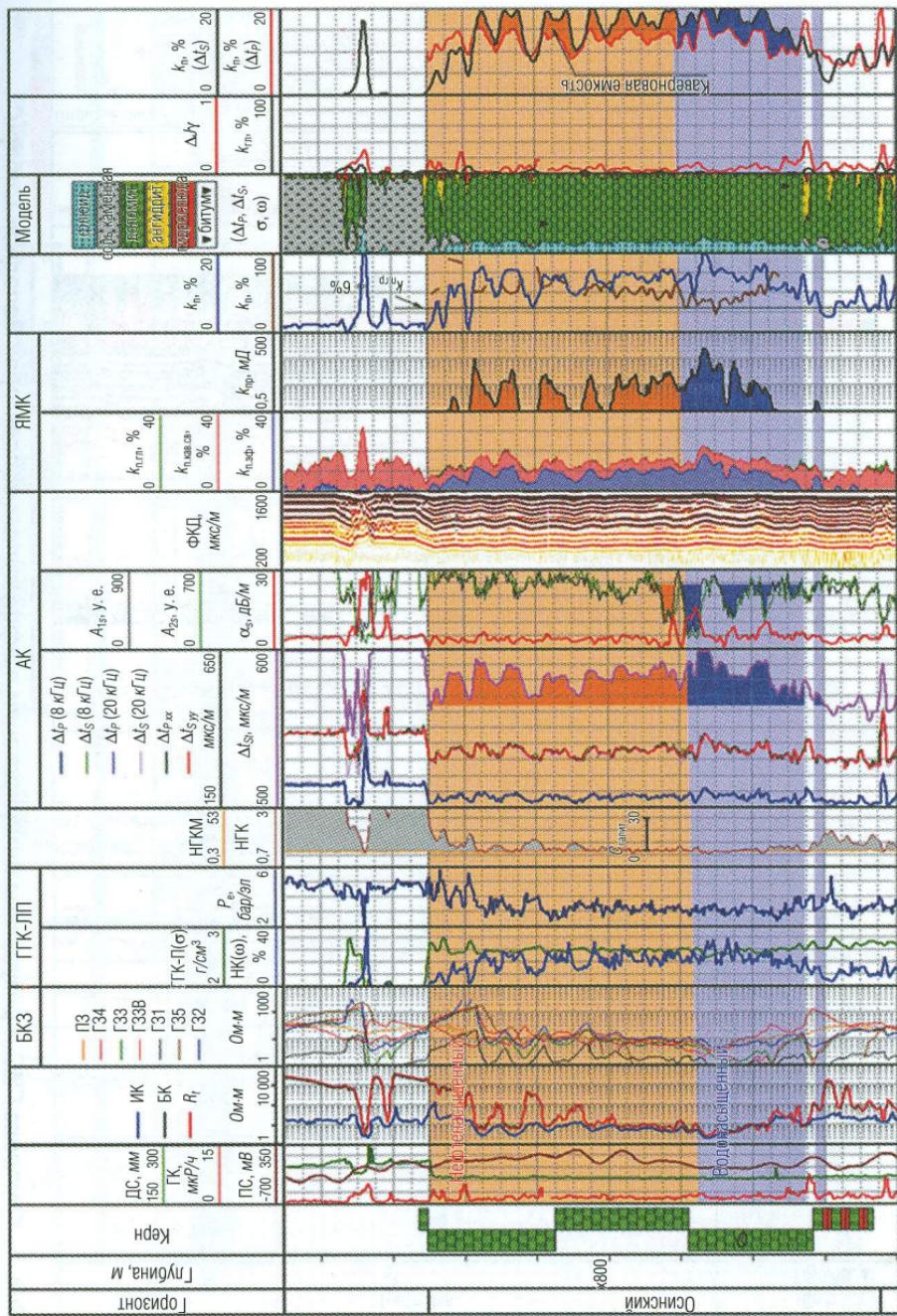


Рис. 4. Комплекс ГИС и результаты интерпретации в карбонатных коллекторах Восточной Сибири

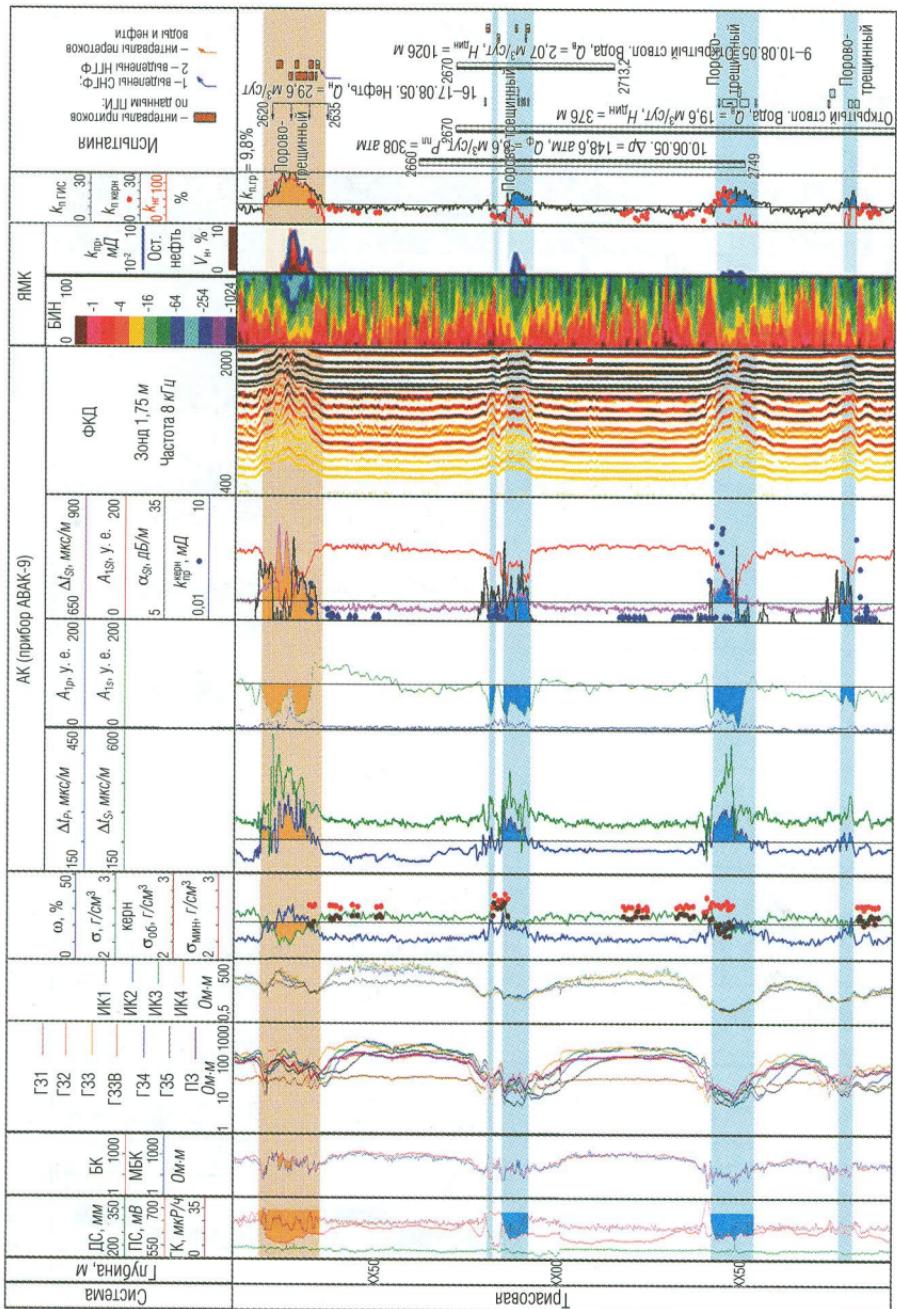
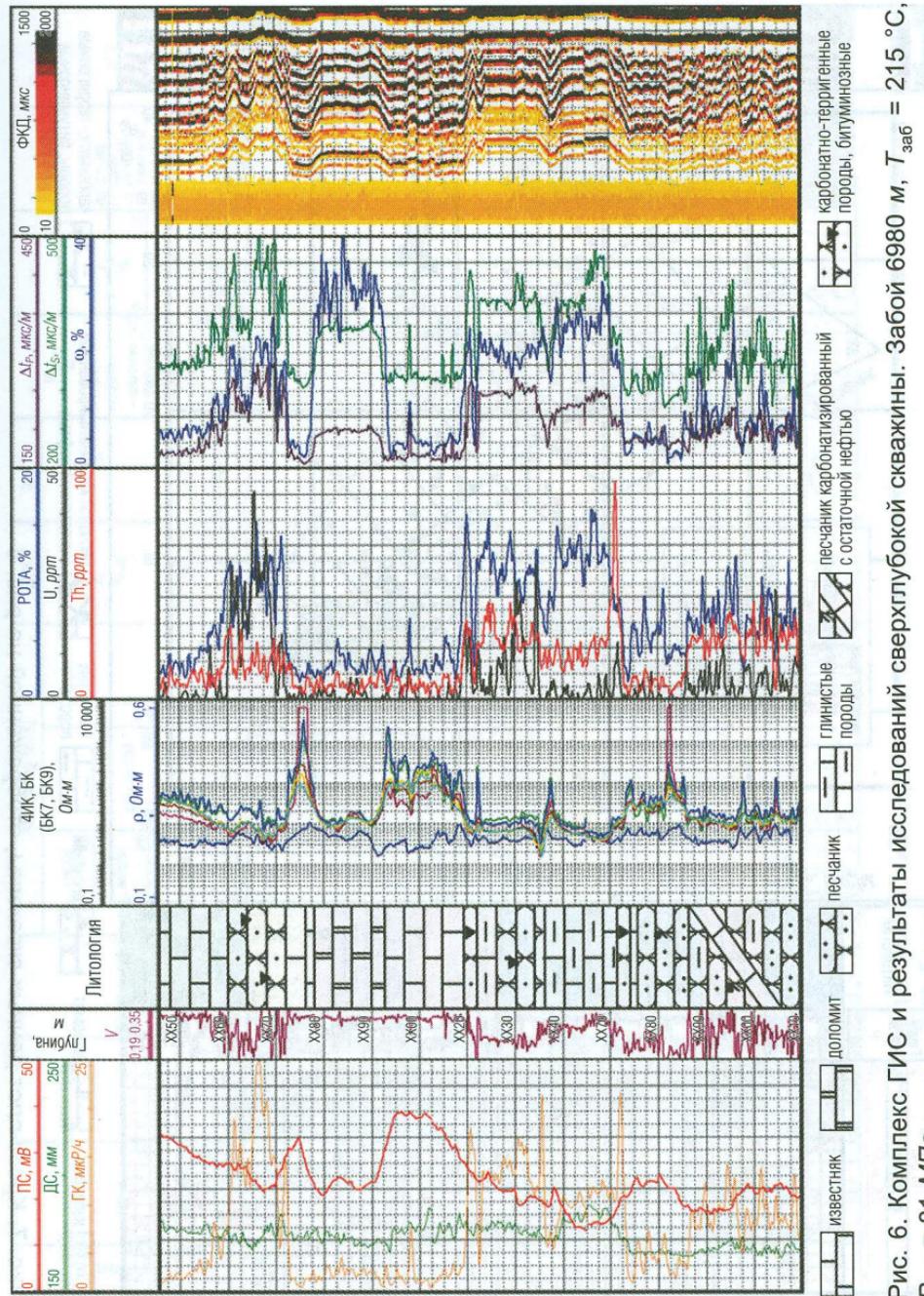


Рис. 5. Комплекс ГИС и результаты интерпретации в эффективных коллекторах Западной Сибири



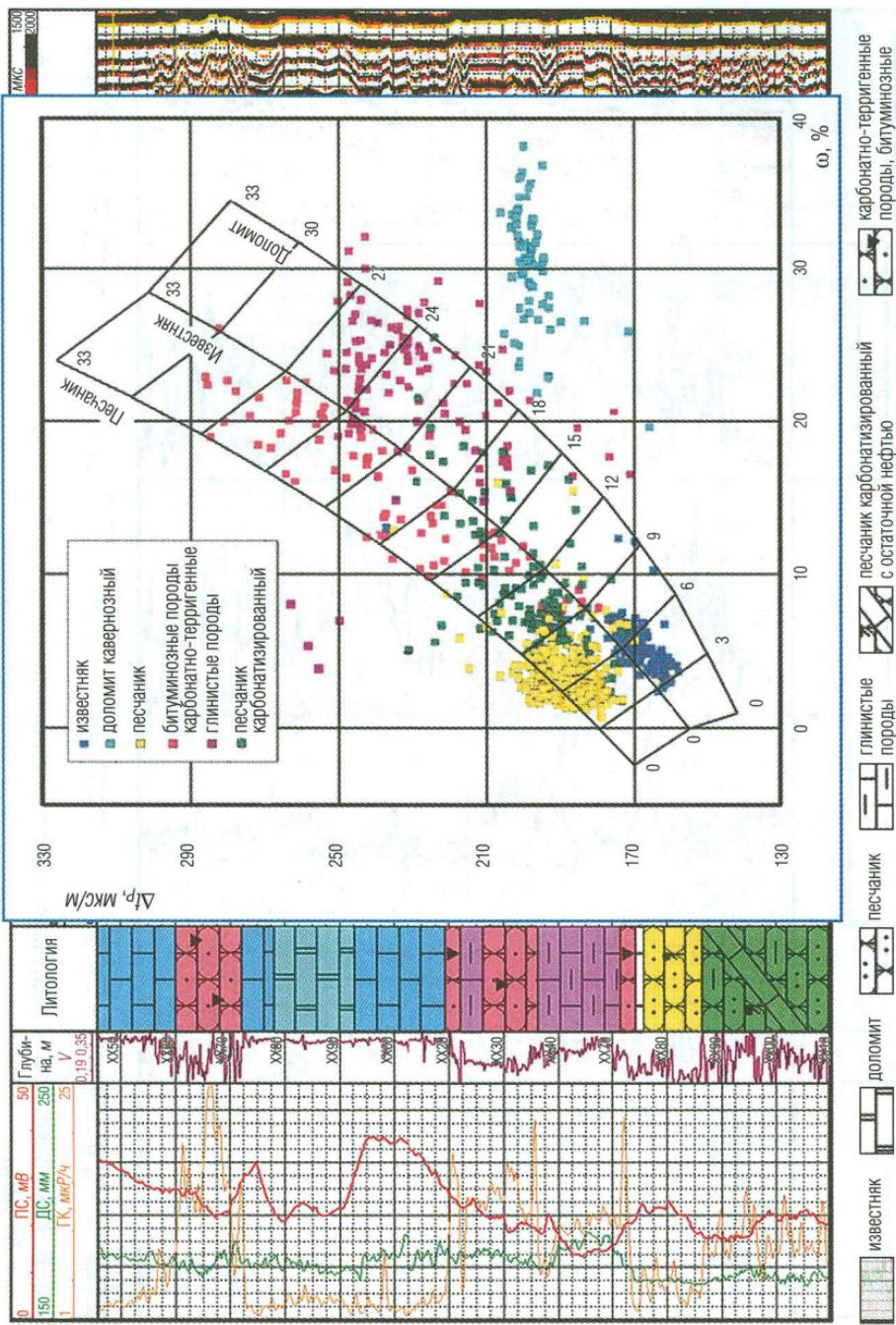


Рис. 7. Кросс-плот данных скважины, отображенной на рис. 6

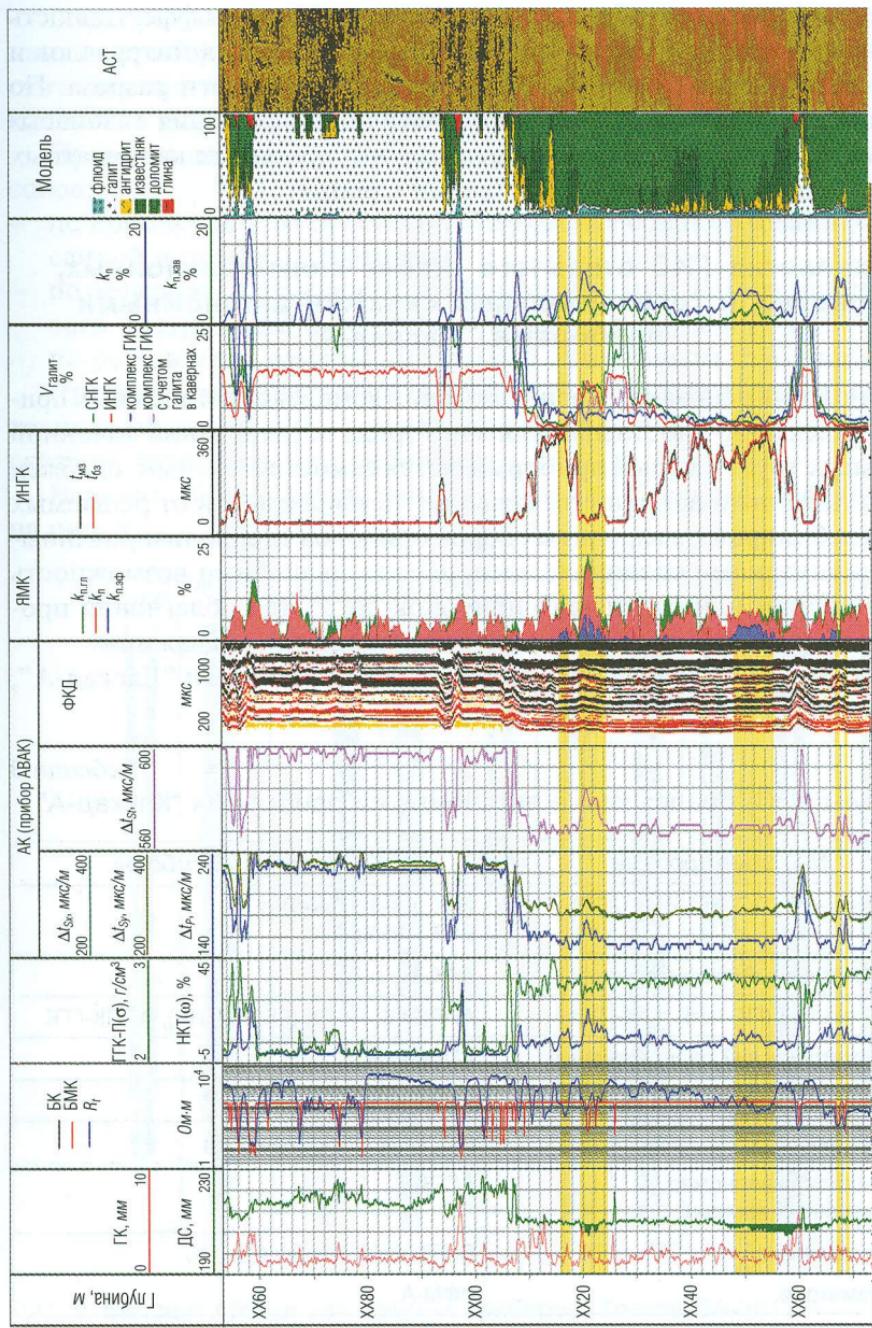


Рис. 8. Результаты определения общей, эффективной, кавернозной пористостей и засоленности галитом коллекторов Восточной Сибири

В низкопористых карбонатных коллекторах оценена эффективность различных методов ГИС по выделению засалоненных интервалов и выделены проницаемые интервалы исследуемой части разреза. По выполненным работам обоснована методика выделения газонасыщенных пластов в сложнопостроенных засалоненных карбонатных и терригенных коллекторах Восточной Сибири.

Технология ГИС открытого ствола сильонаклонных, боковых и горизонтальных скважин автономными приборами “Каскад-А”

Технология основана на использовании комплекса автономных приборов “Каскад-А”, доставляемых 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. 3.

Таблица 3
Методы ГИС, реализуемые автономными приборами “Каскад-А”

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

Регистрация данных каротажа производится в энергонезависимую память приборов с дискретизацией по времени. Данные каротажачитываются 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;
- по результатам измерений глубины наземными датчиками глубины, веса инструмента и положения клиньев станцией ГТИ;
- по результатам измерений глубины автономным глубиномером.

Программное обеспечение “ServiceMS” поддерживает полный технологический цикл проведения геофизических исследований скважин автономными приборами.

Вариант сборки автономных приборов “Каскад-А” представлен на рис. 9.

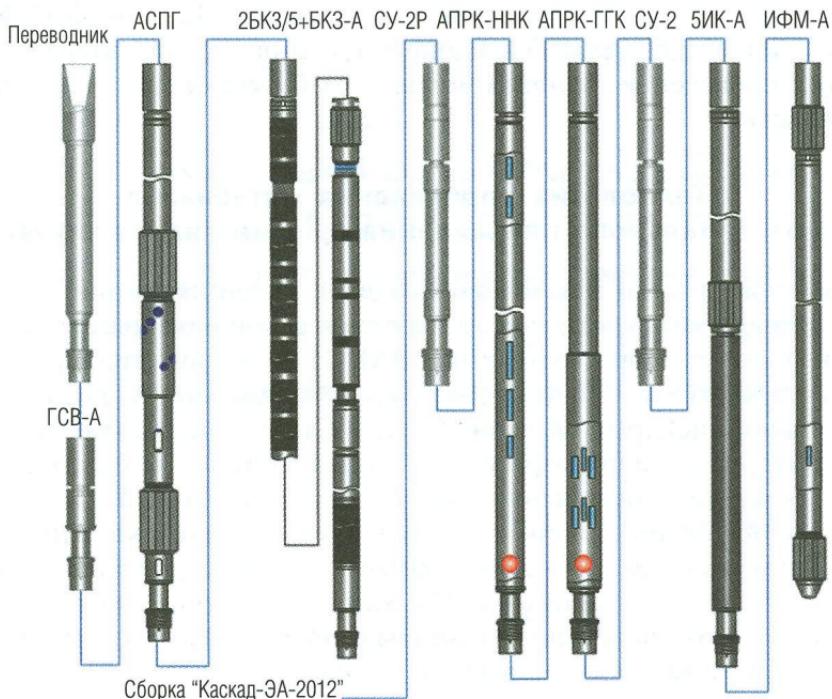


Рис. 9. Вариант сборки автономных приборов “Каскад-ЭА-2012”

Предельные рабочая температура T_{\max} и гидростатическое давление P_{\max} , при которых возможна работа приборов “Каскад-А”, составляют:

- $T_{\max} - 90, 120, 150^{\circ}\text{C}$;
- $P_{\max} - 60, 80, 100, 120 \text{ MPa}$.

Конструкции зондовых установок и метрологические характеристики скважинных приборов полностью идентичны характеристикам кабельных приборов, что обеспечивает получение геофизических материалов требуемого качества.

Исследования автономными комплексами проведены по различным месторождениям Западной Сибири в терригенных коллекторах и в карбонатных коллекторах Восточной Сибири. По результатам интерпретации с использованием стандартных палеток, адаптированных к условиям конкретных месторождений, определены ФЕС, коэффициенты нефтенасыщенности, построена литологическая модель. Примеры исследований автономным комплексом ГИС приведены на рис. 10, 11.

Как видно из приведенных данных, в терригенных коллекторах Западной Сибири и карбонатных коллекторах Восточной Сибири наблюдается значительная неоднородность пластов по латерали. Это требует проведения полного комплекса ГИС в скважинах, вскрывших эти пласти.

Технология определения интервалов и азимутального направления трещин гидроразрыва

Решение данной задачи производится путем скважинных измерений прибором акустического каротажа с монопольными и кросс-дипольными преобразователями АВАК-11 до и после гидроразрыва. Результаты измерений с последующим вычислением параметров продольной, поперечной волн и волны Стоунли позволяют определять интервалы гидроразрыва по толщине пласта с точностью $\pm 1 \text{ м}$ и азимутальное направление трещины с точностью $\pm 15^{\circ}$.

Дополнительно оценивается состояние обсадной колонны до и после гидроразрыва. В качестве примера приведены результаты исследований и интерпретация (рис. 12). Указаны значения анизотропии и азимутального направления трещины гидроразрыва. По полученным данным интервал гидроразрыва не совпадает с проектным.

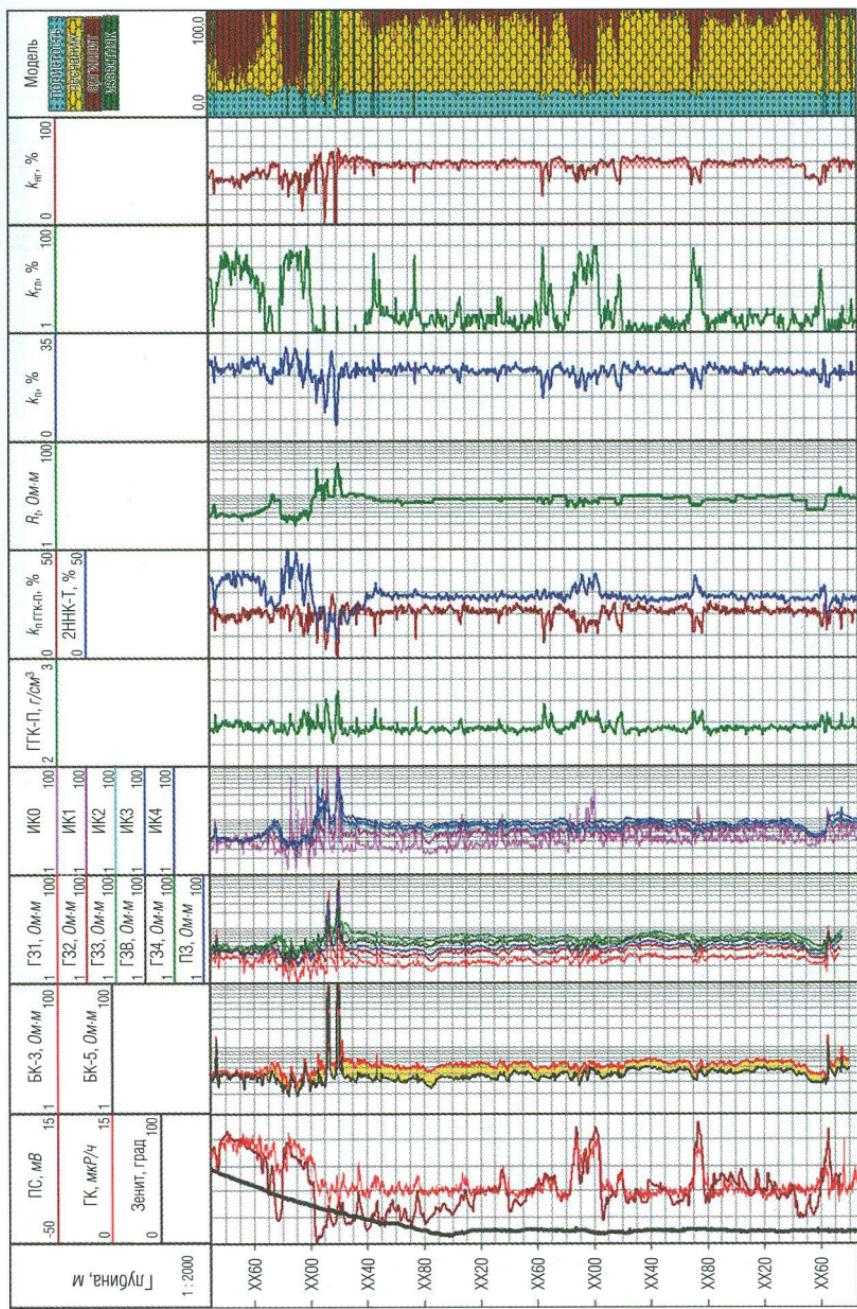


Рис. 10. Комплекс ГИС и результаты интерпретации при исследовании горизонтальной скважины автономной аппаратурой "Каскад-А" в терригенном разрезе Западной Сибири

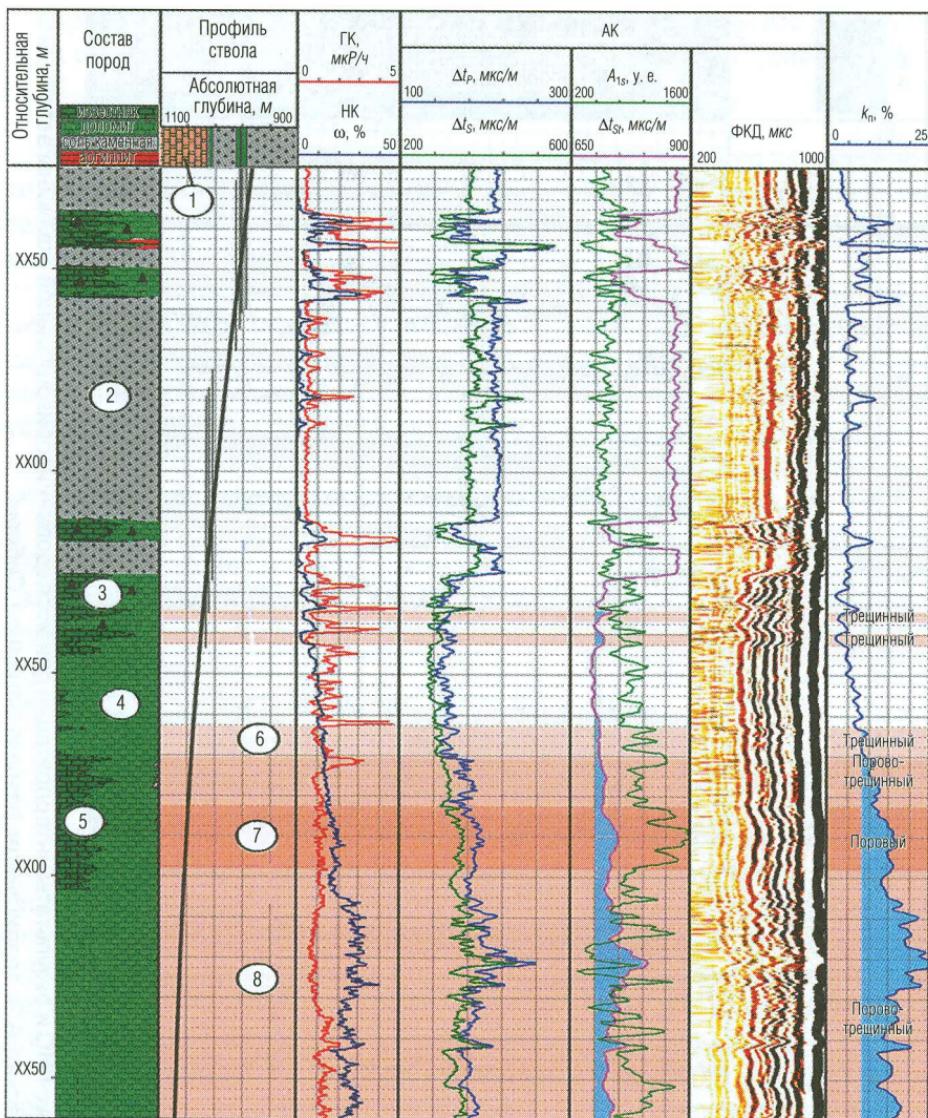


Рис. 11. ГИС горизонтальной скважины автономными приборами в карбонатно-солевом разрезе Восточной Сибири:

1 – нефтенасыщенные породы; 2 – каменная соль; 3 – битуминозные породы; 4 – доломит; 5 – известняк; 6–8 – коллекторы трещинные, поровые и порово-трещинные соответственно

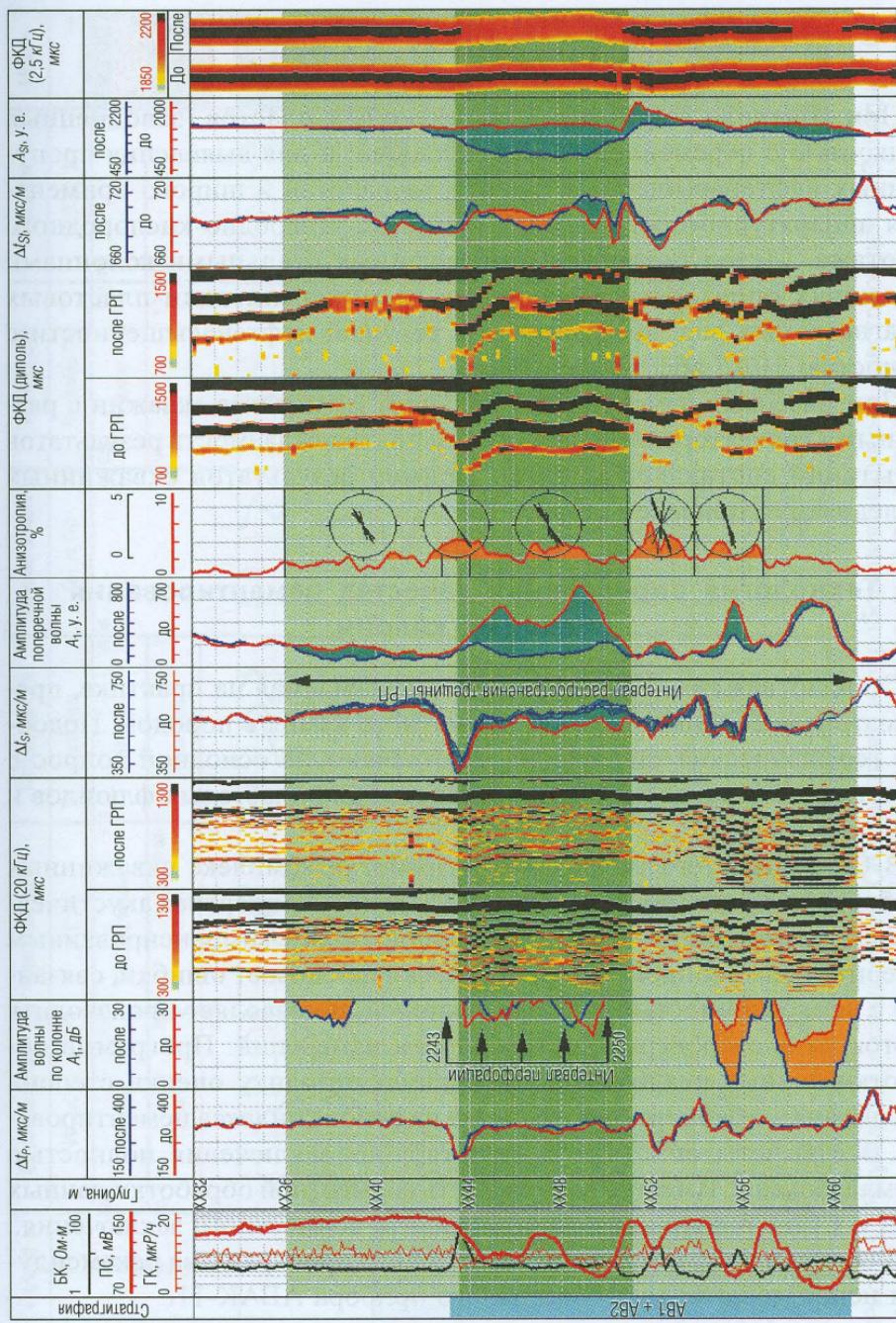


Рис. 12. Определение азимутального направления и границ интервала распространения трещины ГРП

Технология оценки текущей насыщенности при контроле разработки

При контроле выработки продуктивных пластов, заводненных жидкостью с переменной минерализацией, и для выявления пропущенных нефтенасыщенных пластов разработан и широко применяется аппаратурно-программный комплекс углеродно-кислородного каротажа. Метод позволяет в обсаженных стальными колоннами скважинах определять, независимо от минерализации пластовых и нагнетаемых вод, коэффициенты текущей нефтенасыщенности с точностью $\pm 0,15$ абс. процентов.

При массовых измерениях в большом количестве скважин с различными коллекторскими свойствами подтверждаемость результатов испытаний составляет 85–90%. Пример результатов скважинных исследований приведен на рис. 13.

Технология определения качества цементирования обсадных колонн

Стандартная технология, широко применяемая на практике, предусматривает оценку контакта цементного камня с породой. Подобные геофизические заключения не отвечают на основной вопрос о герметичности заколонного пространства для пластовых флюидов и нагнетаемых вод.

В ООО “Нефтегазгеофизика” разработан комплекс скважинных приборов для решения поставленной задачи. Стандартная акустическая цементометрия выполняется прибором 4АК с компенсированным измерительным зондом, что практически исключает ошибки, связанные с неидентичностью преобразователей, и позволяет производить многократную проверку достоверности измерений. Программа обработки данных реализует современную методику оценки степени заполнения затрубного пространства на основе индекса цементирования. Все расчеты, вплоть до выдачи таблицы заключения, полностью formalizованы. Имеется возможность совместной обработки данных АКЦ и СГДТ и formalизованной выдачи совместного заключения.

Для оценки герметичности заколонного пространства рекомендуется использование многочастотного прибора АВАК-11.

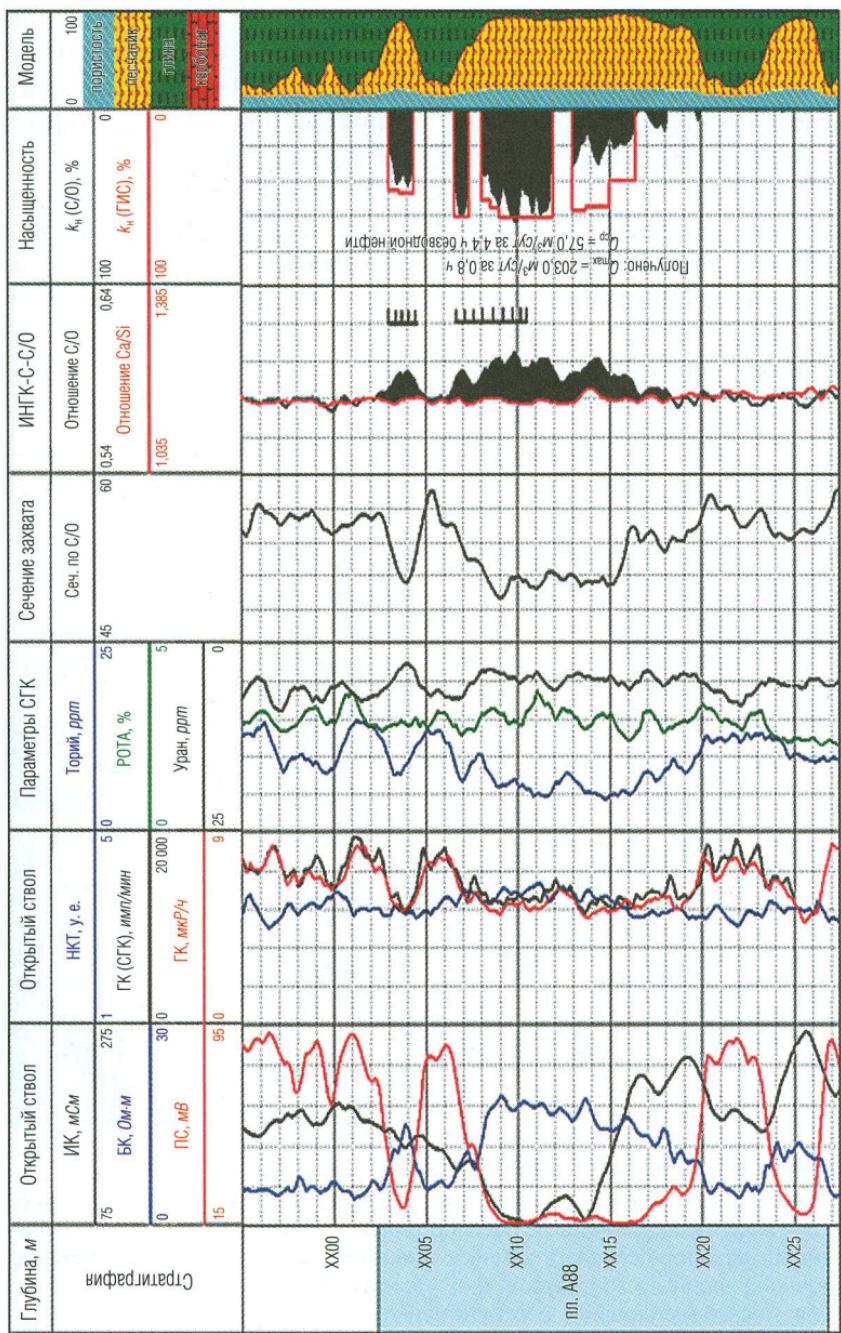


Рис. 13. Результаты исследований С/О-каротажа и опробования скважины (месторождение Западной Сибири). По результатам опробования в интервалах 2203,0–2204,5 и 2206,6–2210,4 м получен приток чистой нефти со средним дебитом 57 м³/сум

Результаты таких исследований и интерпретация полученных данных приведены на рис. 14, 15, где по данным измерений стандартной аппаратурой 4АК, СГДТ и АВАК оценено качество сцепления цемента с колонной и породой при наличии одноколонной и двухколонной конструкции в терригенном и карбонатном разрезах.

Для локального выделения дефектов цементирования наряду с традиционным для российского сервиса прибором типа СГДТ все более широкое применение находит скважинный акустический телевизор АСТ (сканер) по методу отраженных волн. Пример результатов оценки качества сцепления цемента с колонной в комплексе с оценкой технического состояния обсадной колонны на основе первичных данных АСТ приведен на рис. 16.

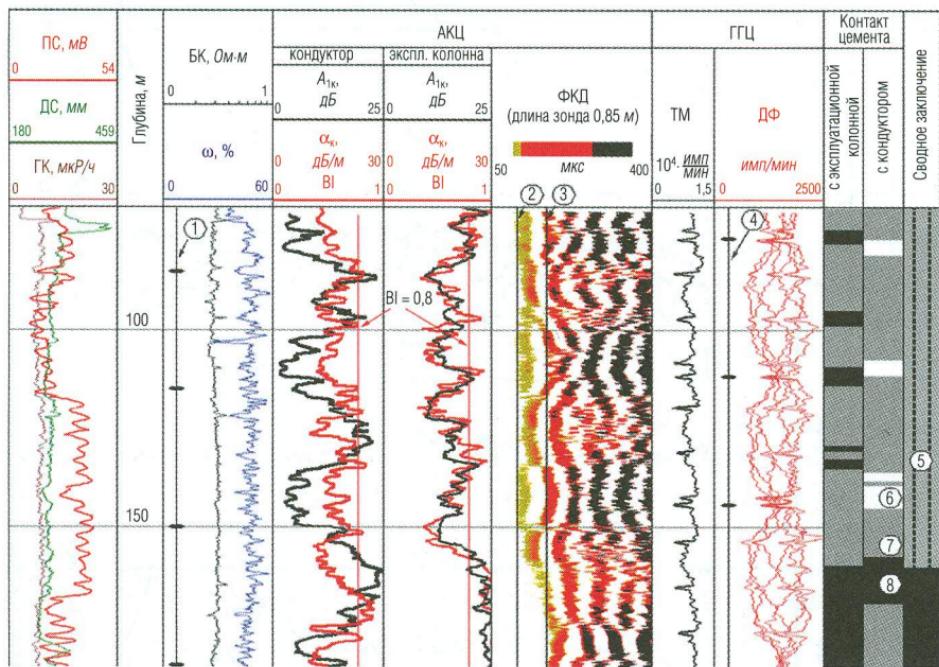


Рис. 14. Оценка качества цементирования:

1 и 4 – проектное и фактическое положение центрирующих фонарей эксплуатационной колонны; 2, 3 – расчетные времена tK распространения волны Лэмба в эксплуатационной колонне и кондукторе соответственно; 5 – интервалы несосного расположения эксплуатационной колонны и кондуктора; 6–8 – контакт цементного камня с колонной отсутствует, частичный и сплошной, соответственно

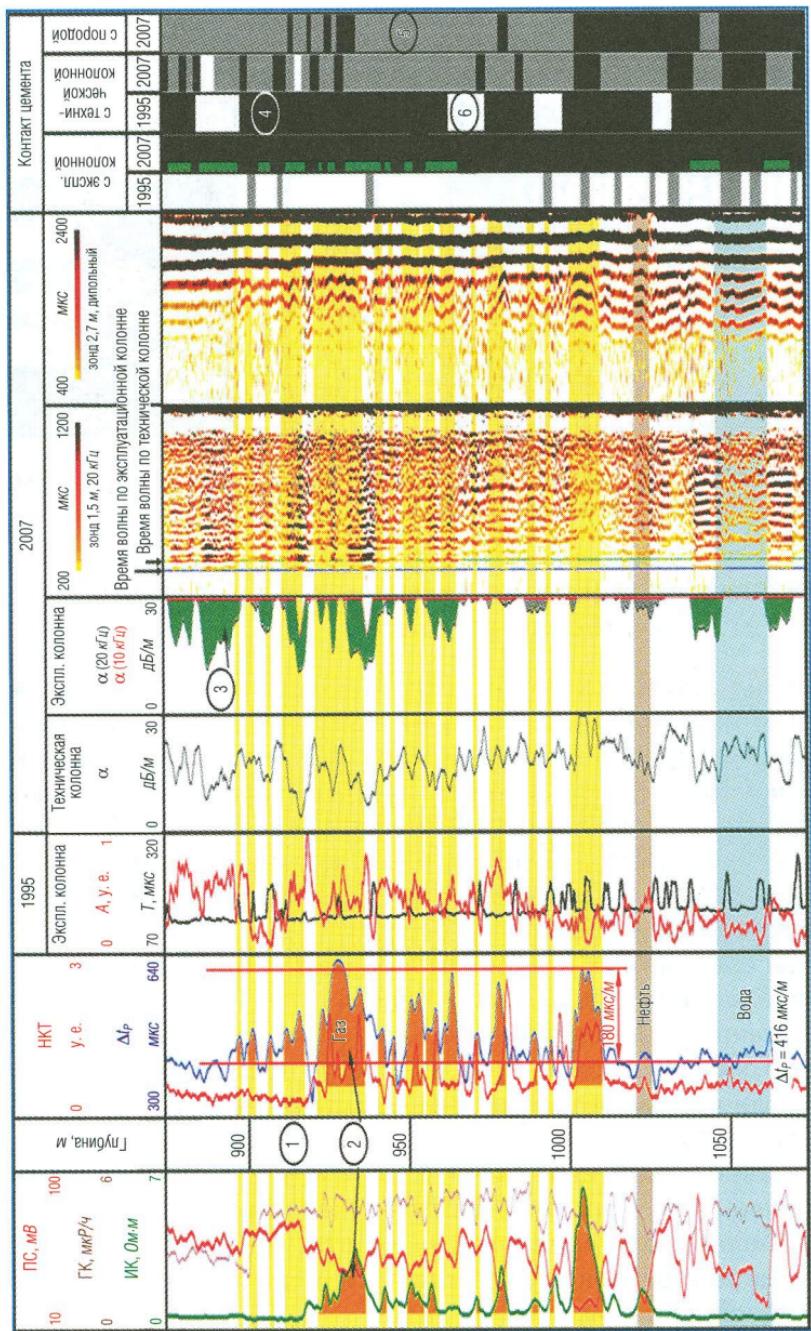


Рис. 15. Оценка качества цементирования и выделение газонасыщенных пластов в скважине, обсаженной двумя стальными колоннами:
 1 – коллектор; 2 – признак газонасыщенности; 3 – микрозазор между цементом и колонной; 4, 5, 6 – полный, частичный и отсутствующий контакт цементного камня с колонной, соответственно

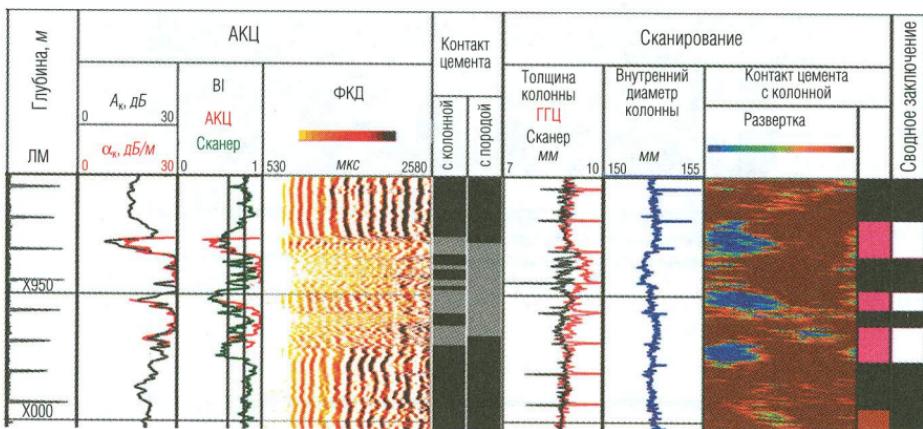


Рис. 16. Оценка герметичности затрубного пространства по материалам АКЦ, ГГЦ и акустического сканирования

Технология определения технического состояния обсадных колонн

Определение технического состояния обсадных колонн производится путем измерений скважинным акустическим телевизором (сканером) по методу отраженных волн АСТ. Сканирование методом отраженных акустических волн позволяет производить высокоточные измерения толщины стенки и профиля колонны, на основе которых появляется возможность оценки наличия внешней и внутренней коррозии стенок колонны, выделения интервалов перфорации и установки пакерных устройств.

Результаты скважинных измерений и оценки технического состояния обсадной колонны приведены на рис. 17–19.

В исследованной части колонны с точностью 0,5 мм определены толщины труб обсадных колонн (рис. 17), место посадки заколонного пакера, внутренний диаметр и наличие эллипсоидности обсадной колонны ниже глубины установки пакера.

Пример установления зоны значительной коррозии обсадной колонны с наличием сквозных отверстий приведен на рис. 18. На рис. 19 приведен пример определения интервалов отложения минеральных веществ против интервалов перфорации по измерениям внутреннего радиуса обсадной колонны.

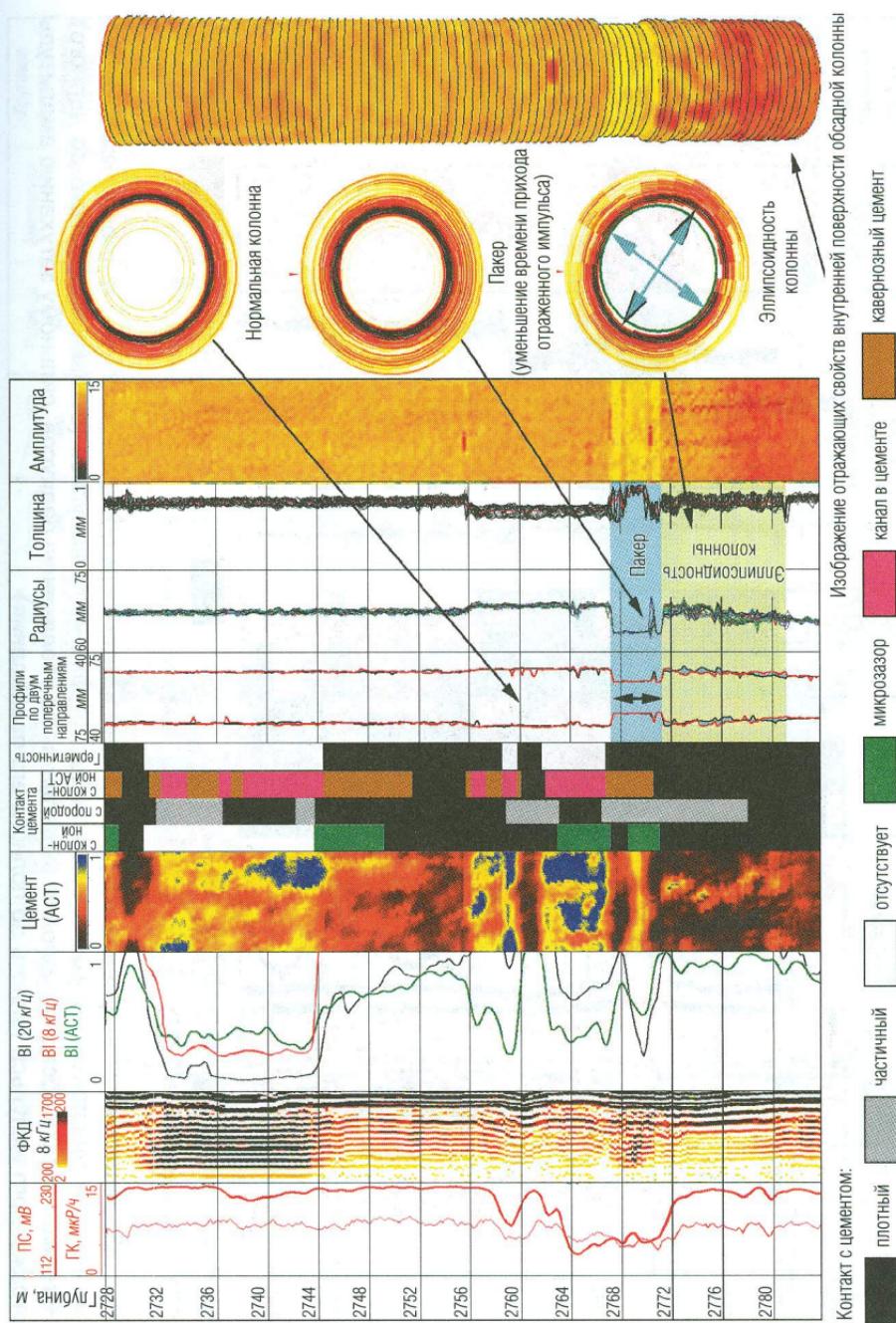


Рис. 17. Выделение интервала установки пакера и эллипсоидной колонны

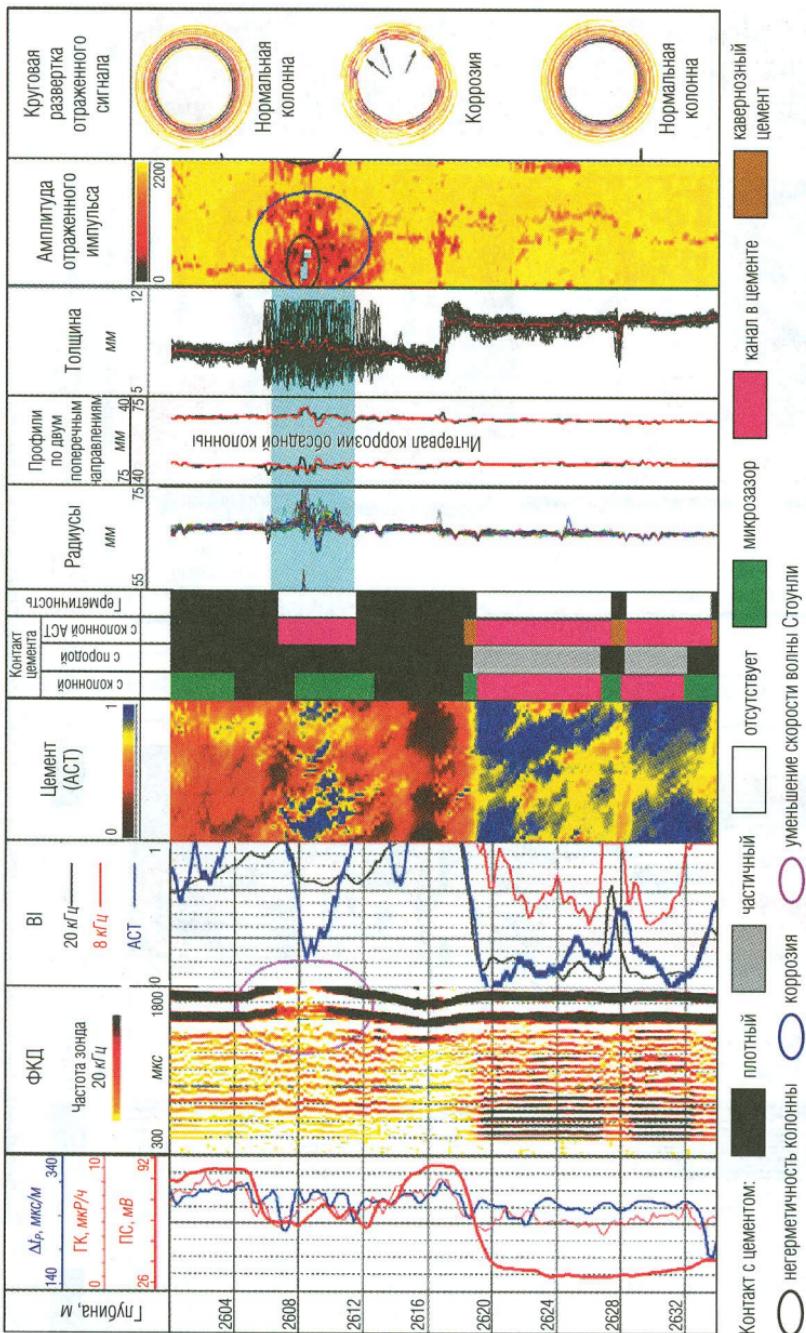


Рис. 18. Выделение интервалов коррозии и негерметичности обсадной колонны. Интервал коррозии отмечается интенсивным затуханием амплитуды отраженного импульса (оттенки от красного до черного). Негерметичность обсадной колонны выделяется по увеличению радиусов, сильному затуханию амплитуды отраженного импульса (вплоть до полного его пропадания)

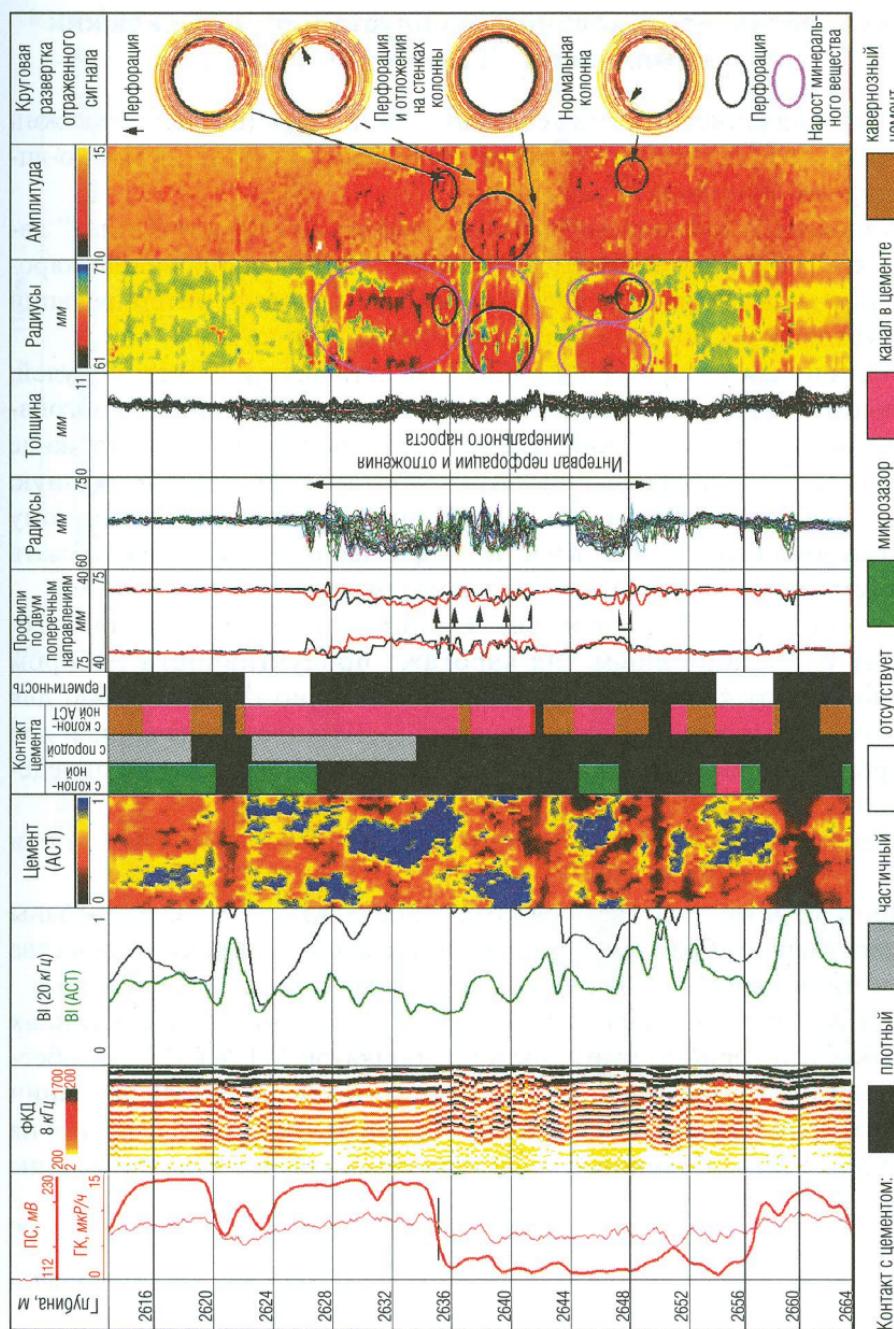


Рис. 19. Выделение интервалов перфорации и отложения минерального вещества на стенах колонны

Технология исследования эксплуатационных скважин комплексом “Гранит–Оникс”

Для геофизических исследований эксплуатационных скважин (каротаж продуктивности) предприятие выпускает программно-аппаратурный комплекс “Гранит–Оникс”.

Основными составными частями комплекса “Гранит–Оникс” являются: скважинная аппаратура “Гранит”, специализированная каротажная станция “Оникс”, средства обработки данных, интерпретации и подготовки заключения (пакет программ “Оникс-2”).

Скважинная аппаратура “Гранит” представлена набором модулей, каждый из которых представляет собой самостоятельный многопараметровый прибор, подключенный к транзитной центральной жиле кабеля. Многоканальная телеметрия обеспечивает одновременную работу любого набора модулей при их подключении к одножильному каротажному кабелю. Это, в частности, позволяет без труда включать в систему новые модули или другие модификации модулей.

Состав модулей аппаратуры “Гранит” представлен на рис. 20. Наряду с традиционным для каротажа продуктивности набором методов в этот комплекс входит принципиально новый прибор для ультразвуковых исследований скважин (УЗИ), предназначенный для измерения скорости потока жидкости, ее плотности, а также определение границы появления свободного газа в скважине.

Скважинная аппаратура “Гранит” предназначена для работы при температуре среды до 150 °С.

Программные средства обработки данных “Оникс” ориентированы на оперативную обработку комплексных замеров большого количества параметров (давление, температура, методы приток–состав и др.).

Для обеспечения каротажных работ в действующих скважинах разработан и серийно выпускается лубрикатор УЛГИС-21-60, обеспечивающий герметизацию геофизического кабеля при выполнении каротажа продуктивности в работающих скважинах при давлении на устье до 21 МПа. Основные характеристики лубрикатора приведены в табл. 4.

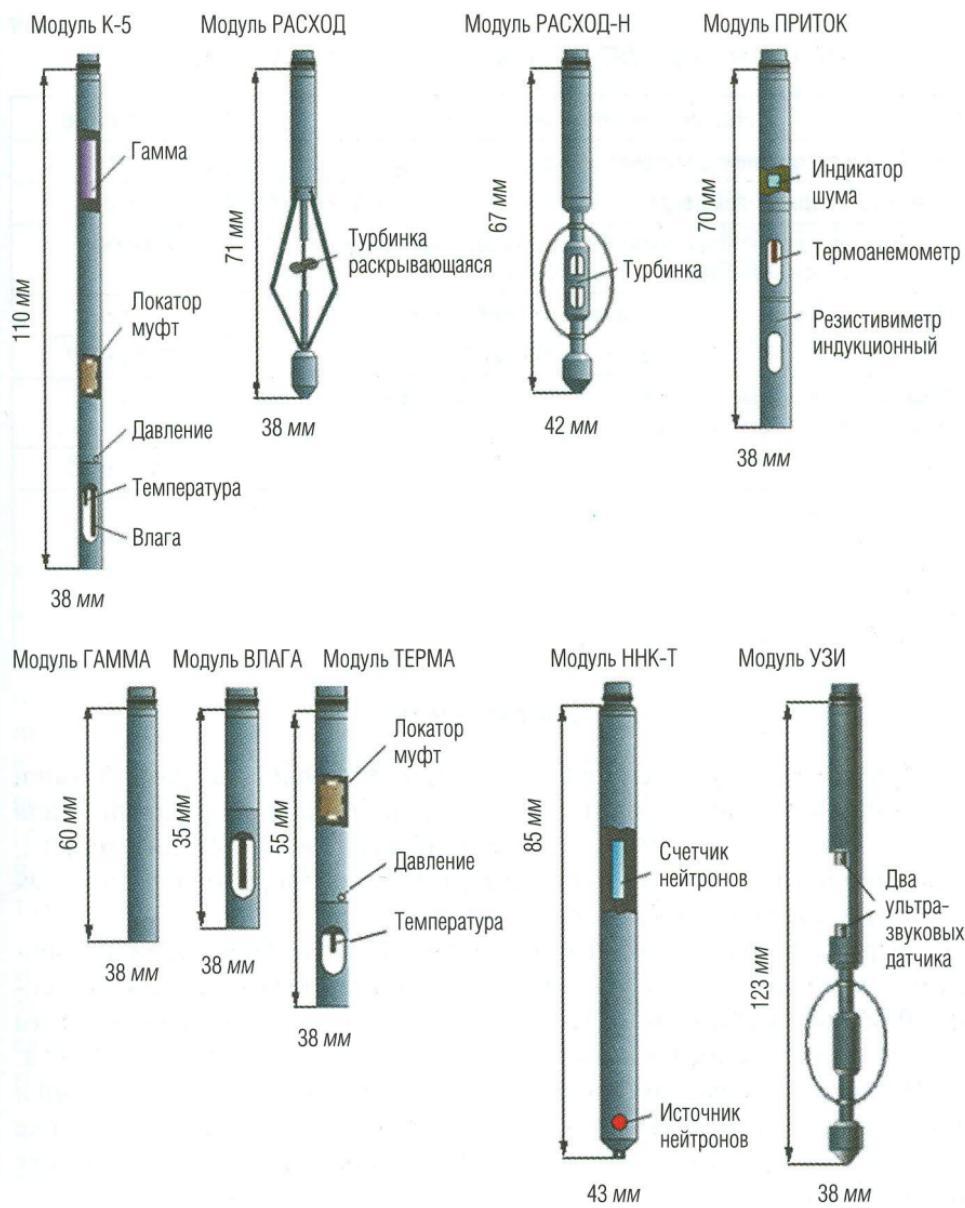


Рис. 20. Состав модулей аппаратуры "Гранит"

Таблица 4

Лубрикатор УЛГИС. Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Наибольшее рабочее давление, МПа	21
Диаметр геофизического кабеля, мм	6,3
Наибольшая длина приборов, помещаемых во временной лубрикаторной колонке, мм	3500
Наибольший диаметр геофизического прибора, мм	42
Диаметр специальной головки (утяжеленной), мм	36 или 42
Присоединительные размеры фонтанной арматуры по ОСТ 26 16-1609-79	
Давление, МПа	21 или 35
Габаритные размеры, мм:	
– ширина	630
– высота в рабочем положении	2130
– высота в процессе ввода (извлечения) прибора	5150
Масса (общая), кг	150

Заключение

К настоящему времени в ООО “Нефтегазгеофизика” разработан и серийно выпускается полный набор аппаратуры и оборудования для скважинных измерений всех категорий скважин на стадии поиска, разведки и эксплуатации месторождений углеводородов в различных горно-геологических 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.