

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. Пантюхин,
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 фильтрационно-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 считываются 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, массы 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.

Варианты сборки автономных приборов “Каскад-А” представлены на рис. 1.

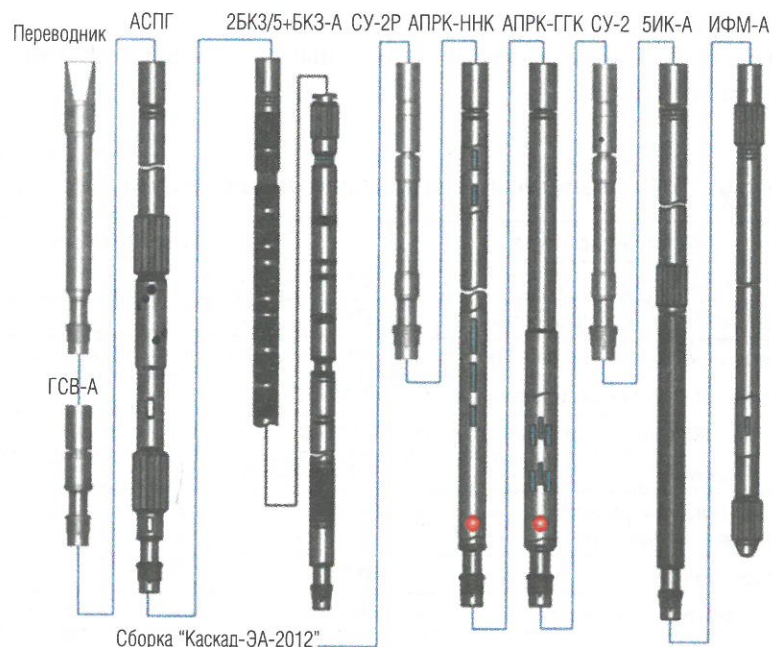


Рис. 1. Варианты сборки автономных приборов “Каскад-А”

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

- $T_{\max}$ – 90, 120, 150 °С;
- $P_{\max}$ – 60, 80, 100, 120 МПа.

Конструкции зондовых установок и метрологические характеристики скважинных приборов полностью идентичны характеристикам

кабельных приборов, что обеспечивает получение геофизических материалов требуемого качества.

Технические характеристики, область применения и решаемые задачи приведены в табл. 2.

Обработка и интерпретация

Комплекс ГИС, реализуемый аппаратурой “Каскад-А”, позволяет с необходимой точностью, сопоставимой с результатами ГИС кабельной аппаратурой “Каскад”, решать поставленные задачи по определению ФЕС вскрытых пород и нефтегазонасыщенности.

Основные способы комплексной интерпретации данных скважинных исследований рассмотрены в описании технологии проведения ГИС комплексом кабельной аппаратуры “Каскад”.

При этом отличительной особенностью интерпретации данных ГИС является учет послойной анизотропии вдоль ствола горизонтальных скважин. Анизотропия вносит определенные искажения в измеряемые параметры за счет наличия в диапазоне глубинности методов ГИС пластов и пропластков с различными физическими свойствами.

Определение фильтрационно-емкостных свойств

Для уточнения влияния послойной анизотропии на измеряемые параметры проведены методические работы и математическое моделирование. При расчете общей пористости коллекторов для определения влияния послойной анизотропии на методы плотностного, нейтронного и акустического каротажа проведено сопоставление с результатами вертикальных скважин по опорным пластам аргиллитов и коллекторов.

Проведена статистическая обработка измеряемых параметров водородосодержания ω (%), плотности* σ (г/см³), времени пробега продольной волны Δt (мкс) комплексной аппаратурой “Каскад-А” по ряду скважин в едином продуктивном горизонте по песчаникам и аргиллитам.

* Относительно плотности и водородосодержания горные породы изотропны, но обладают неоднородностью (гетерогенностью). (Прим. ред.)

Таблица 2
Область применения, решаемые задачи и технические характеристики автономных приборов, входящих в комплекс "Каскад-А"

Марка прибора	Область применения	Решаемые задачи	Измеряемые параметры	Диапазон измерений	Вертикальное расчленение, м	Глубина, м
1	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола скважин, заполненных флюидом на основе водной промывочной жидкости с удельным сопротивлением 0,03–200 Ом·м	Выделение электрически однородных пластов и пластов с зоной проникновения; определение удельного электрического сопротивления; определение нефтегазо-насыщенных пластов	ρ_k по зондам БКЗ: А0,4М0,1N А1М0,1N А2М0,5N А4М0,5N N0,5М2,0А N0,6М0,5А	0–1000 Ом·м	0,5	0,4–2,5
Прибор автономный двойного бокового каротажа 2БКЗ/5-А	Для исследований сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных буровым раствором на водной основе с сопротивлением от 0,03 до 20 Ом, с номинальным размером ствола до 300 мм	Выделение пластов, оп-ределение зоны проникновения и УЭС неизмен-ной части пласта, выде-ление коллекторов, оцен-ка характера нефтегазо-насыщенности	ρ_k зонда БК-3	0,2–5000 Ом·м	0,15	0,8
			ρ_k зонда БК-5	0,2–5000 Ом·м		0,33

Продолжение табл. 2

1	Прибор индукционного каротажного зондирования автономный БИК-А	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола нефтяных и газовых скважин, заполненных любым буровым раствором без магнитных добавок, с номинальным диаметром скважины до 400 мм	Выделение электрически однородных пластов и оп-ределение глубины зоны проникновения; определение УЭС неиз-менной части пласта и промывной зоны; определение продольно-го УЭС и оценка верти-кальной анизотропии не-проницаемых пластов и пластов без зоны проникновения; оценка характера нефте-газонасыщенности	Проводимость по зондам: ЗИ0,3 ЗИ0,5 ЗИ0,85 ЗИ1,26 ЗИ2,05	3–2000 мСм/м	0,35–2,5	0,4–3,0
Прибор радиоак-тивного каротажа автономный АЛ-АПК-ННК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола скважин диамет-ром 120–350 мм, запол-ненных любой промывоч-ной жидкостью	Лито-логическое расчлене-ние разреза; определение ФЕС и ми-нерального состава гор-ных пород; выделение газонасыщен-ных пластов, ГНК и ГВК	Водородосо-держание по-род; естест-венная гамма-активность по-род	1–40%	0,8	0,2–0,4	
Прибор плотнос-ного гамма-гам-ма-каротажа ав-тономный АЛ-РК-ГЛК	Для исследования сильнопологих и горизонтальных участков открытого ствола диаметром до 216 мм, заполненных буровым раствором любого состава	Лито-логическое расчлене-ние разреза; определение коэффи-циентов пористости; определение (уточне-ние) минерального состава пород	Объемная плотность по-род	1,7–3,0 г/см ³	> 0,2	0,5	

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Прибор акустическо-го каротажа автоном-ный АК-А	Для исследования силь-нополюх и горизонталь-ных участков открыто-го ствола диаметром до 127–216 мм, заполненных буровым раствором любо-го состава	Литологическое расчле-нение разреза по упругим свойствам горных пород; определение коэффици-ентов и типов пористости; выделение пористых зон в сложнопостроенных коллекторах; определение модулей уп-ругости	Интервальное время про-дольной, по-перечной и Стоунли волн	Δt_p 100–500 мкс/м Δt_s 200–500 мкс/м Δt_{st} 600–800 мкс/м	> 0,5	0,2–0,35
Прибор интеграль-ного гамма-каротажа автономный АПРК-ГК	Для исследования силь-нополюх и горизонталь-ных участков ствола, за-полненных буровым рас-твором любого состава с содержанием NaCl не бо-лее 300 г/л, в скважинах диаметром до 350 мм	Литологическое расчле-нение разреза; определение коэффи-циентов глинистости; определение (уточнение) минерального состава по-род; выделение радиогеохими-ческих аномалий	Естественная гамма-актив-ность пород	0–250 мкР/ч	0,8	0,4
Профилемер акус-тический автоном-ный АСПТ-90	Для измерения внутрен-ней геометрии открытых стволов скважин, запол-ненных буровым раство-ром на водной или нефтя-ной основе плотностью до 1,2 г/см ³ в скважинах диа-метром 127–216 мм	Определение профиля ствола скважины по вось-ми внутренним радиусам в каждом поперечном се-чении	Профиль ство-ла скважин	60–300 мм	0,1–0,2	–

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
Ферромагнит-ный автоном-ный инклино-метр ИФМ-А	Для исследования необса-женных сильнополох и горизонтальных участков ствола скважин, заполнен-ных буровым раствором на немагнитной основе	Определение простран-ственных координат ство-ла скважины	Зенитные углы наклона; магнитные азимуты	0–180° 0–360°	–	–
Прибор импульс-ного нейтронно-го каротажа авто-номный АПРК-ИН-НК-108	Для исследования гори-зонтальных и пологих скважин открытого ство-ла и обсаженных сталь-ной колонной, заполнен-ных жидкостью на любой основе и газом, диамет-ром 120–350 мм	Определение текущей не-фтегазонасыщенности; определение ГНК и ГВК; определение пористости коллекторов; литологическое расчле-нение разреза	Декремент за-тухания плот-ности нейтро-нов	–	0,5	0,5
Прибор спектромет-рического гамма-ка-ротаж автономный АПРК-СК	Для исследования гори-зонтальных и сильнополох скважин, заполнен-ных жидкостью на любой основе или газом, диамет-ром 120–350 мм	Корреляция геологичес-ких разрезов; детальное литологичес-кое расчленение; определение глинистости коллекторов; определение (уточне-ние) минерального состава пород	Массовое со-держание U, Th, K	U – 0,5–200 ppm Th – 0,5–200 ppm K ⁴⁰ – 0,1–20%	0,5	0,5

1	2	3	4	5	6	7
Прибор кросс-поляризации	Для исследования горизонтальных и пологих скважин открытого ствола и обсаженных колонной, заполненной жидкостью на любой основе, с диаметром скважины 120–350 мм	Корреляция геологических разрезов; определение коллекторских свойств; определение анизотропии горных пород	Скорости продольных, поперечных и волн Стоунли	Δt_p 120–600 мкс/м Δt_s 250–800 мкс/м Δt_{st} 600–900 мкс/м	0,5	0,25 0,35 0,5
Прибор ядерно-магнитного контраста	Для исследования горизонтальных и пологих скважин открытого ствола с диаметром 190–295 мм, заполненных жидкостью без магнитных добавок	Корреляция геологических разрезов; литологическое расчленение; определение общей и эффективной пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, нефтегазонасыщенности в скважинах с открытым стволом, заполненных жидкостью на водной основе	Амплитуда сигнала, время продольной релаксации	1–100% 1–3000 мс	0,62	0,14 0,18

Целью проведенного анализа было выявление влияния анизотропии пород и скважинных условий в горизонтальных стволах скважин. Работы проведены с использованием стандартизированной, метрологически проверенной аппаратуры.

Для исключения систематических погрешностей в технических характеристиках приборов проведен анализ получаемых данных по опорному пласту пяти различных скважин одного месторождения.

Для проверки стабильности работы прибора проведен анализ построения статистических распределений параметров ω , σ , Δt .

В качестве опорного пласта выбраны достаточно однородные аргиллиты. Кривые распределения приведены на рис. 2.

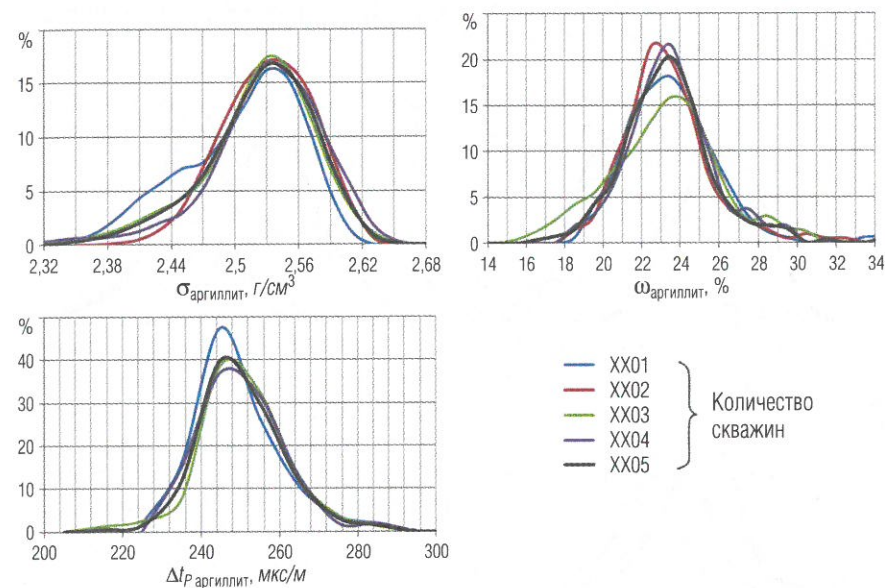


Рис. 2. Вариационные кривые распределения измеряемых параметров ω , σ , Δt

Систематические отклонения по измеряемым параметрам в различных скважинах отсутствуют. Разброс значений находится в пределах паспортной точности приборов.

С учетом стабильной работы скважинной аппаратуры оценено влияние послонной анизотропии пород, регистрируемой в горизонтальных

скважинах в связи со слоистым строением разреза, в сопоставлении с данными, полученными в вертикальных скважинах.

Возможное влияние данной анизотропии при проведении ГИС горизонтальных стволов на значения ФЕС, определяемых методами ГК, ГГК, АК, ННК-Т, оценивалось по результатам сравнения измеряемых параметров в вертикальных и горизонтальных скважинах по одному и тому же продуктивному горизонту. Для анализа были взяты данные, полученные в пяти горизонтальных и в пяти вертикальных скважинах. В данные нейтронного каротажа вводились поправки за влияние скважинных условий, в первую очередь за изменение диаметра ствола скважин. Результаты сопоставления, представленные в виде кривых распределения значений плотности, водородосодержания и времени пробега продольной волны по песчаникам и аргиллитам, приведены на рис. 3.

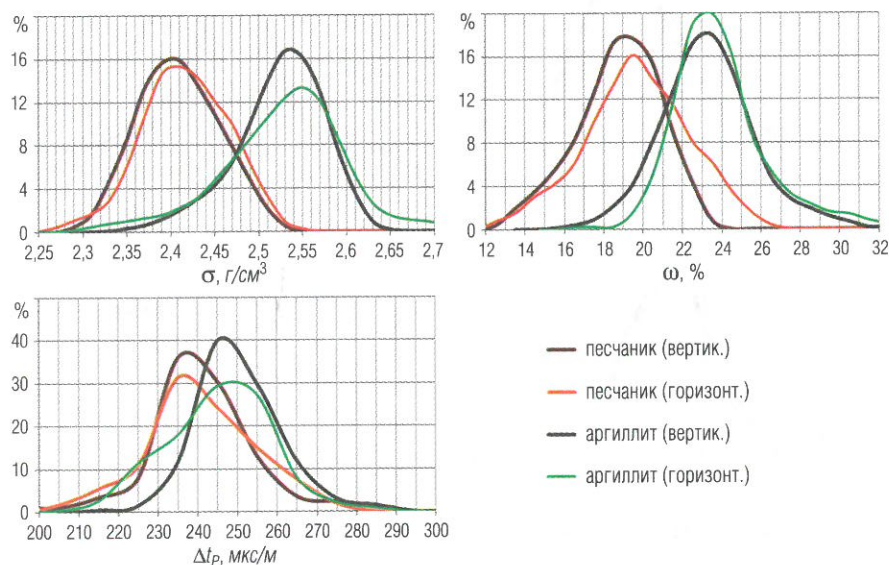


Рис. 3. Сопоставление статистических распределений ω , σ , Δt_P по вертикальным и по горизонтальным скважинам

По результатам анализа отмечается, что существующие технологии регистрации и предварительной обработки данных плотностного

каротажа нивелируют влияние послойной неоднородности в горизонтальных стволах. На данные нейтронного каротажа влияние этого фактора сказывается незначительно и выражено в увеличении зоны перехода на границах пластов. Отмечается расхождение водородосодержания (ω) в песчаниках до 2% при значениях более 22%.

Наиболее сильно в горизонтальных стволах могут искажаться результаты обработки данных акустического каротажа. Даже в однородных коллекторах толщиной более 2 м отмечается занижение интервального времени продольной волны относительно результата, полученного в вертикальных скважинах (до 10–15 мкс).

Подобное расхождение связано с глубиной зоны исследования (для продольной волны она примерно равна 25–35 см) и объемной характеристикой регистрируемого сигнала; в случае расположения скважины вдоль границы пластов одновременно регистрируются упругие волны обоих пластов.

Акустические волны распространяются в упругой среде независимо друг от друга, что позволяет при расположении скважины на границе двух пластов одновременно регистрировать информацию о свойствах этих объектов. Зависимость зоны исследования акустического каротажа от частоты регистрируемой упругой волны позволяет “почувствовать” границу между пластами не только в момент пересечения ее скважиной, но и за 30–50 см до наступления этого события.

Использование данной информации позволяет получить более полную картину геологической обстановки вокруг стенок скважины и оценивать наличие подошвы или кровли пласта относительно вмещающих пород в пределах до 0,5 м при регистрации продольной и поперечной волн.

Представленная на рис. 4 скважина с углом наклона ствола 89° пробурена в карбонатных породах и пересекает два песчано-глинистых пропластка толщиной 0,15 и 0,2 м. Данные акустического каротажа записаны прибором АВАК-А. На волновых картинах по замерам монополюсных зондов в интервале глубин x121–x136 м одновременно отмечаются фазовые линии двух продольных (P) волн, распространяющихся по карбонатной (быстрой) (1) и глинистой (медленной) (2) сторонам стенки скважины. Это же явление обеспечивает разницу в скорости распространения поперечной волны, зарегистрированной дипольными зондами (4, 5). Фазы поперечной (S) волны в этом интервале на монополюсных зондах однозначно не прослеживаются из-за интерференции.

является равенство значений удельных сопротивлений, определяемых большими зондами ИК (зонды 2,05 и 1,26).

Таким образом, к настоящему времени в большинстве случаев определяемые параметры нефтегазонасыщенности носят ориентировочный характер и используются только для качественной оценки.

Для повышения достоверности определения удельных сопротивлений проводятся теоретические и модельные работы по учету влияния послойной анизотропии.

Комплексная интерпретация данных

Данные, зарегистрированные автономными приборами комплекса “Каскад-А”, позволяют оценить исследуемый интервал пласта и определить значения ФЕС в скважинах терригенного и карбонатного разрезов (рис. 5, 6).

Комплексная интерпретация данных, зарегистрированных автономными приборами в горизонтальных и субгоризонтальных скважинах, производится с использованием тех же методик, что и в вертикальных стволах. Отличием является учет влияния послойной анизотропии на результаты выделения границ пластов отдельными методами.

В терригенных коллекторах методы нейтронного, плотностного и акустического каротажей позволяют с минимальной погрешностью оценивать только коэффициенты общей пористости и глинистости. Задача определения коэффициентов эффективной пористости и проницаемости решается с помощью данных ядерно-магнитного каротажа (рис. 5).

Использование информации больших зондов индукционного каротажа и разноглубинных данных, полученных с помощью акустических зондов, позволяет выделить изотропные интервалы пласта, где по данным электрометрии с минимальной погрешностью оцениваются коэффициенты нефтегазонасыщенности.

В карбонатных коллекторах исследования методом акустического каротажа в комплексе с методами нейтронного и плотностного каротажа позволяют разделить коллектор по типам пористости (гранулярная, трещинная, каверновая и смешанная) и выделить на качественном уровне проницаемые интервалы (рис. 6).

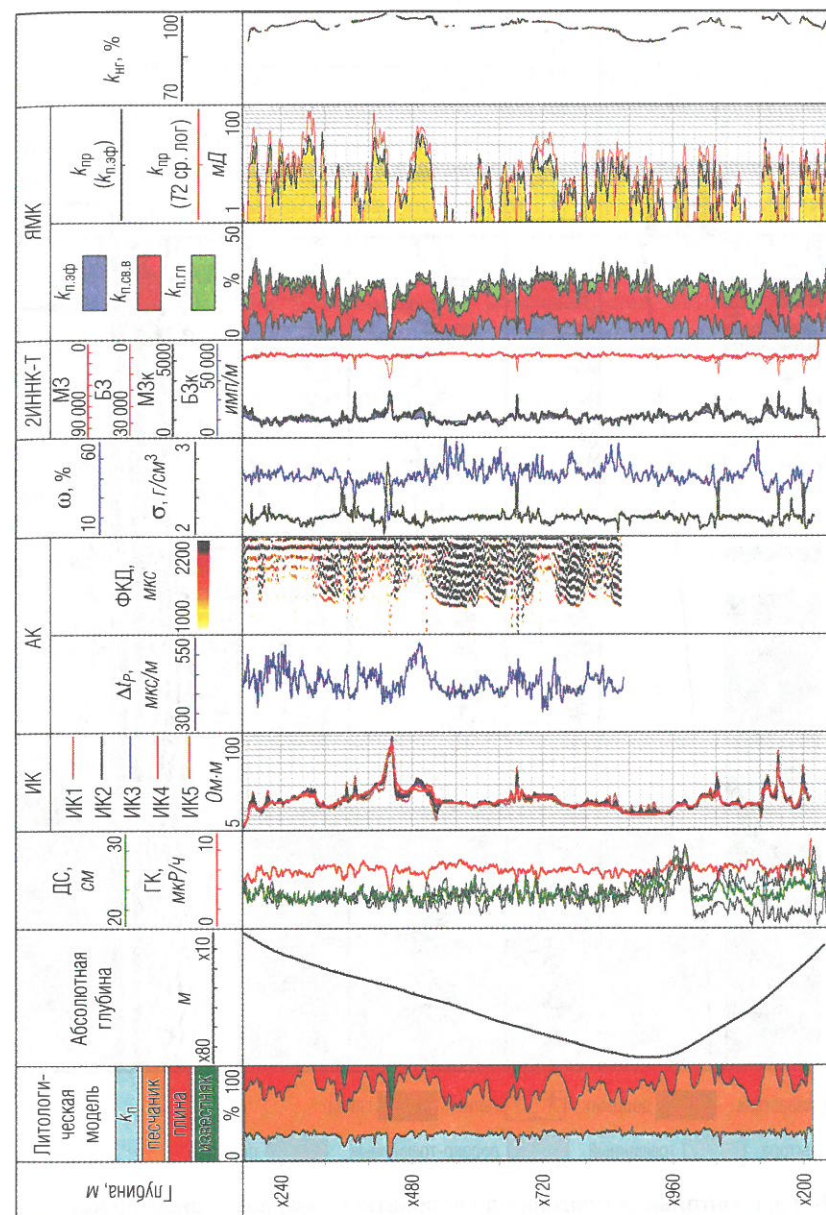


Рис. 5. Горизонтальная скважина в терригенном разрезе горных пород

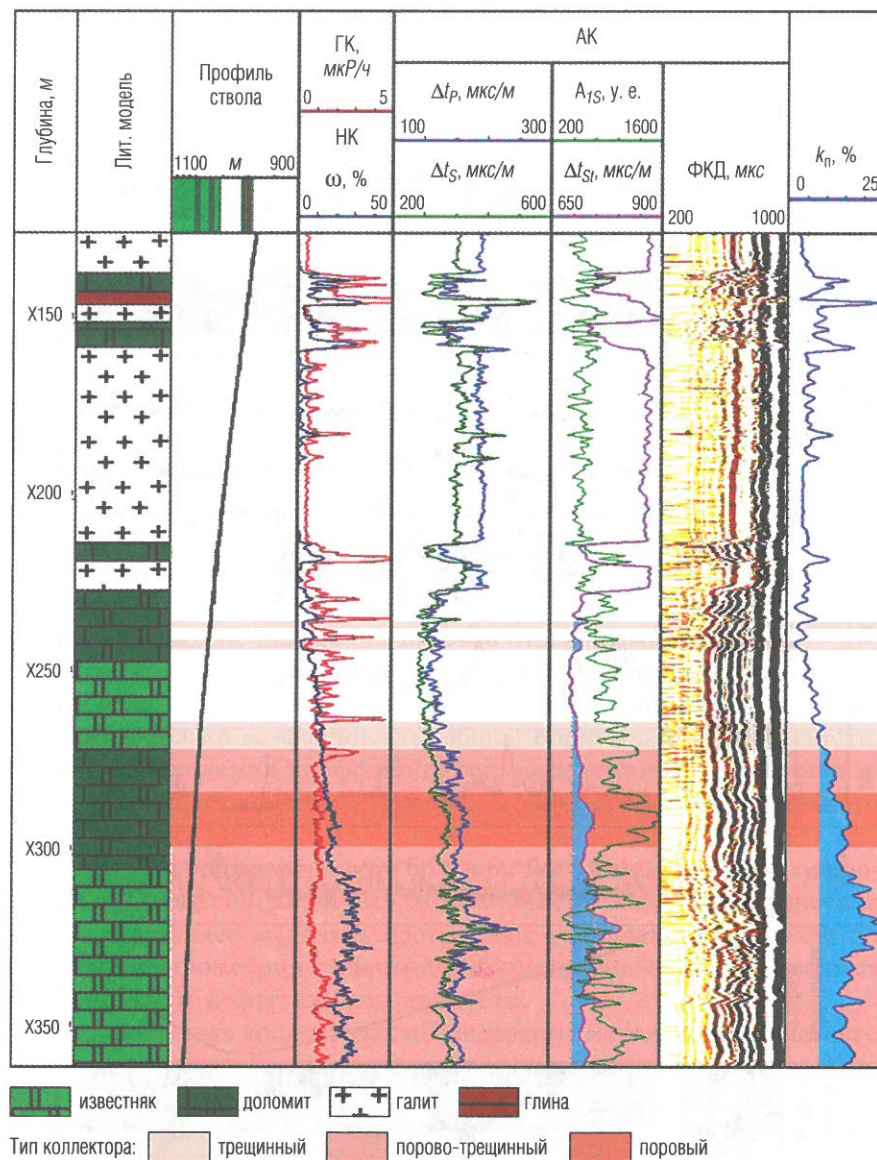


Рис. 6. Горизонтальная скважина в карбонатном разрезе горных пород

Заключение

В ООО «Нефтегазгеофизика» разработан и производится в промышленном масштабе полный набор модулей автономной геофизической аппаратуры, включающей современные методы ядерно-магнитного, кроссдипольного, литоплотностного и импульсного нейтронного каротажа, обеспечивающие выполнение ГИС при исследовании всех категорий скважин независимо от горно-геологических условий месторождения.

Технология ГИС автономными комплексами включает в себя скважинные приборы, систему регистрации, метрологическое обеспечение, программно-методические средства.

Технология позволяет получать с минимальной погрешностью комплекс количественных и качественных параметров по оценке ФЕС ($k_{п.общ}$, $k_{п.эф}$, $k_{пр}$) и нефтегазонасыщенности ($k_{нг}$) всех находящихся в разработке и эксплуатации типов коллекторов.

Отсутствие необходимости в каротажном подъемнике позволяет проводить геофизические исследования с минимальными затратами на удаленных скважинах и нефтяных платформах с доставкой на них только геофизических модулей.

Рукопись рассмотрена на научно-техническом совете ООО «Нефтегазгеофизика» и рекомендована к публикации