

**УДК 550.8.028**

**ВЫДЕЛЕНИЕ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ,  
ВСКРЫВАЕМЫХ НА МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ  
БУРОВЫХ РАСТВОРАХ В ГЛУБОКИХ ПОИСКОВО-  
РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИНАХ**

**THE SELECTION OF COMPLEX RESERVOIRS OF  
HYDROCARBONS OPENED ON SALINE FLUSH DRILLING FLUIDS  
IN DEEP EXPLORATORY WELLS**

**Деркач А. А.**

**ООО Научно-промышленная геофизическая компания «Росгео»,  
г. Оренбург, Российская Федерация**

**A. A. Derkach**

**LLC Scientific-Industrial Geophysical Company "Rosgeo", Orenburg,  
the Russian Federation**

**e-mail: rosgeo2011@yandex.ru**

**Аннотация.** В работе исследована информативность методов ГИС (геофизические исследования в скважинах) и ГТИ (геолого-технологические исследования) при выделении маломощных многочисленных коллекторов УВ (углеводородов) в глубоких поисково-разведочных скважинах, осложненных высокой кавернозностью и бурящихся на минерализованных буровых растворах. Ограничения методик выделения пластов и определения их характеристик приводит к пропуску продуктивных интервалов и к их ошибочному выделению. Данные электрических методов БКЗ (боковое каротажное зондирование), МКЗ (микрокаротажное зондирование), ИК (индукционный каротаж), ПС (каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации) в условиях минерализованного бурового раствора и кавернозного ствола скважины

искажены, плохо отражают разрез и поэтому малоинформативны. Отсутствуют прямые признаки коллектора - положительные приращения на микрозондах МГЗ (микро-градиент зонд), МПЗ (микро-потенциал зонд) и глинистая корка против коллектора по ДС (профилеметрия), на ПС не отмечаются минимальными значениями чистые (неглинистые) терригенные пласты. Водонасыщенные и продуктивные пласты по ИК также не дифференцируются. Показания радиоактивных методов (НГК (нейтронный гамма каротаж) и ГГК-п (гамма-гамма плотностной каротаж)) искажаются наличием больших каверн в стволе скважины.

Для успешного выполнения задач поисково-разведочного бурения разработана методика исследований перспективных на УВ интервалов. Методика основана на комплексном применении всех возможных методов ГИС, ГТИ и прямых методов для уверенного выделения коллекторов и определения их характеристик.

Предложен рациональный комплекс ГИС детального геофизического исследования терригенных коллекторов поисково-разведочных скважин бурящихся на минерализованных растворах.

**Abstract.** We have investigated the usefulness of GIS methods (geophysical investigations in boreholes) and GTI (mud logging) in distinguishing low-power numerous collectors HC (hydrocarbons) in deep exploratory wells, complicated by the high caverns and drilled for saline drilling fluid. Limitations of techniques emissions and determine their characteristics leads to skipping of productive intervals and their erroneous selection. Data electrical methods (BKZ (lateral sounding), MKZ (microcerotermes sensing), IR (induction logging), PS (logging potentials spontaneous polarization)) in terms of the mineralized mud and cavernous wellbore distorted, poorly reflect the incision and therefore uninformative. There are no direct characteristics collector - positive increment on the microprobes (MHS (micro-gradient probe), MPZ (micro-potential probe) and clay crust against the collector by DS (inspection), at the substation are not marked minimum values of the net (Neglinnaya) terrigenous formations.

Saturated and reservoirs on IR also not differentiated. Readings radioactive methods (COG (neutron gamma logging) and GGC-p (gamma-gamma density logs)) are distorted by the presence of large cavities in the wellbore. For successful execution of exploration drilling designed research methodology perspective on HC intervals. The method is based on an integrated use of all possible methods of GIS, the GTI and direct methods for the steady reservoir and determine their characteristics. Proposed rational complex GIS detailed geophysical studies in Sandstone reservoirs, exploration and appraisal wells drilled in saline solutions.

**Ключевые слова:** выделение коллекторов, углеводороды, геофизические исследования в скважине, геолого-разведочные работы.

**Key words:** reservoir, hydrocarbons, geophysical investigations in the well, geological exploration work.

В подсолевых отложениях на больших глубинах, как правило, отсутствуют протяженные (десятки, сотни метров) мощные пласты-коллекторы. В результате уплотнения пород и сопутствующих физико-химических процессов значительно уменьшается первичное поровое пространство резервуаров, вплоть до перехода отдельных литотипов пород в разряд неколлекторов. Главными поисковыми критериями для второго глубинного уровня в определенных ситуациях могут быть не столько антиклинальная складка и регионально прослеживаемый резервуар, сколько наличие локальных зон аномально высокой трещиноватости пород. При этом роль такого критерия, как покрывка, еще более возрастает. На глубинах 5-7 км только галогенные покрывки являются безусловно надежными для газа, что подтверждает практика ГРП (геолого-разведочные работы) в любом солеродном бассейне. Вскрытие подсолевых отложений ведется на растворах, насыщенных ионами различных солей. В результате ухудшается информативность методов ГИС (геофизические

исследования скважин), что существенно затрудняет выделение продуктивных пластов, оценку их фильтрационно-емкостных свойств и характера их насыщения.

Скважина № 1 была заложена для поиска нефти и газа на перспективных объектах западной переклинали Оренбургского вала в отложениях нижнего и среднего девона; проектная глубина – 3795 м; проектный горизонт – нижний девон. Верхнедевонские отложения колганской толщи вскрыты на глубине 3510,8 м. На рисунке 1 приведены результаты ГИС в интервале 3500-3605 м. Подсолевые отложения колганской толщи вскрыты долотом 215,9 мм, на буровом растворе с сопротивлением 0,042 Ом. В скважине был проведен полный комплекс ГИС[11, 4, 1, 2] включающий в себя:

- радиоактивные методы ГК, НГК, ГГК-п;
- электрические методы БКЗ, БК, ПС, МКЗ, МБК, ИК;
- акустические методы ДТр.

Используемые сокращения методов ГИС:

ГК – гамма каротаж;

НГК – нейтронный гамма каротаж;

АК – акустический каротаж;

МБК – боковой микрокаротаж;

МКЗ – микрозондирование;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ГГК-п – плотностной гамма-гамма каротаж;

ИК – индукционный каротаж;

ПС – потенциал самопроизвольной поляризации;

СГК – спектрометрический гамма-каротаж,

МГЗ – микро градиент зонд,

МПЗ – микро потенциал зонд,

ДС – профилометрия,

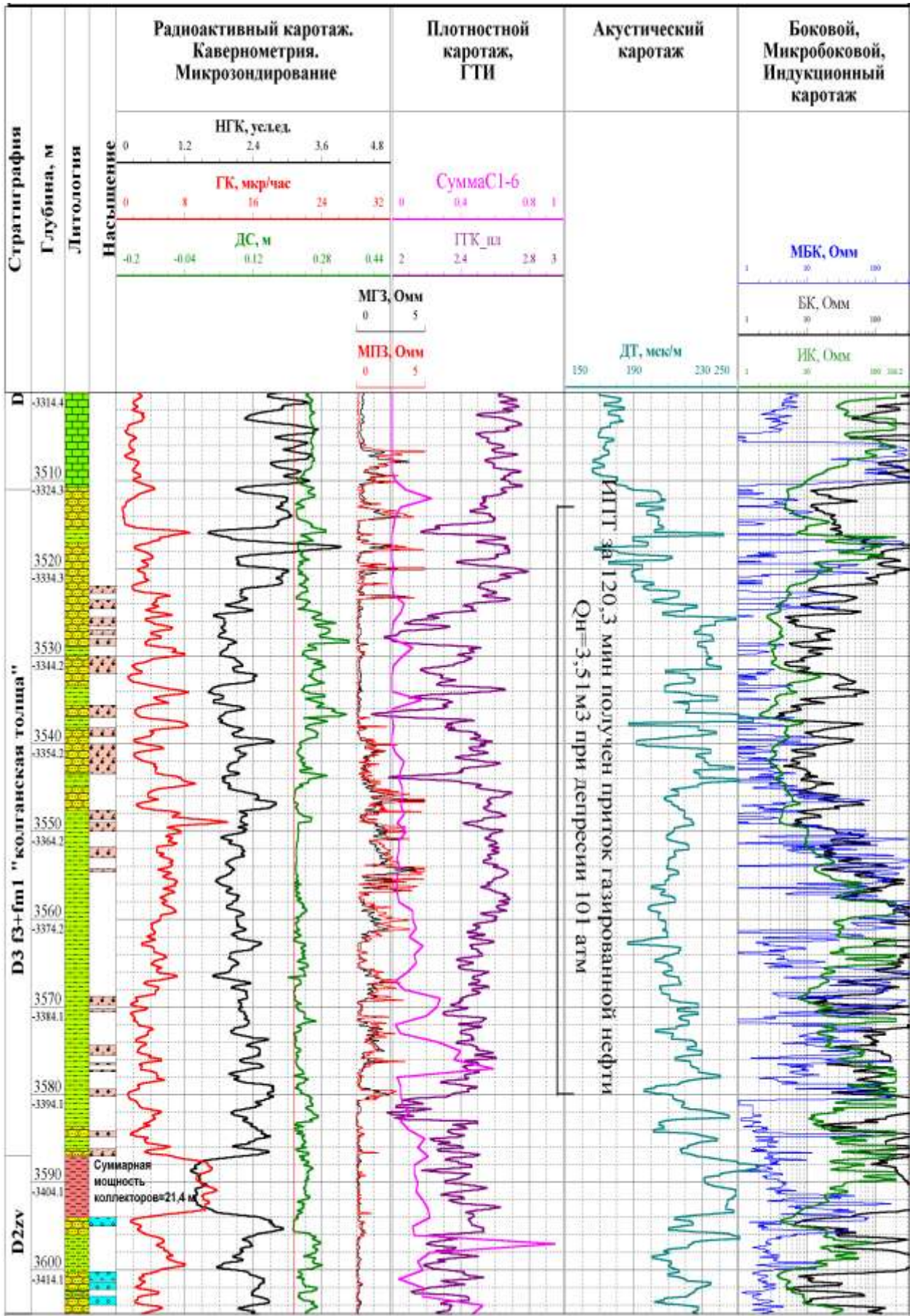


Рисунок 1. Результаты ГИС по скважине № 1

Данные электрических методов (БКЗ, МКЗ, ИК, ПС) в условиях минерализованного бурового раствора и кавернозного ствола скважины (измеренный диаметр скважины в интервалах коллекторов составил 216-340 мм) искажены, плохо отражают разрез и поэтому малоинформативны. Отсутствуют прямые признаки коллектора – положительные приращения на микрозондах (МГЗ, МПЗ) и глинистая корка против коллектора по ДС, на ПС не отмечаются минимальными значениями чистые (неглинистые) терригенные пласты. Водонасыщенные и продуктивные пласты по ИК также не дифференцируются.

Показания радиоактивных методов (НГК и ГГК-п) искажаются наличием больших каверн в стволе скважины. Так, плотность песчаников по ГГК-п в интервале коллекторов 3525-3528 м занижена и составляет 2,2-1,95 г/м<sup>3</sup>.

Кривая акустического каротажа (ДТр) искажена срывами (пропуски фаз) за счет разрушенных стенок скважины. Диаграмма ГК в пластах песчаников – коллекторов колганской толщи имеет высокие значения (до 7,5 мкр/час) из-за присутствия в скелете аксессуарных минералов, имеющих повышенную радиоактивность. Этот фактор представляет наибольшую трудность выделения песчаных коллекторов, обладающих повышенной радиоактивностью среди вмещающих их глин и алевролитов.

Наиболее информативный из электрических методов в данных условиях для определения сопротивления пластов - коллекторов является боковой каротаж. Для существующих геолого-технических условий проведения каротажа в водонасыщенных пластах при проникновении фильтрата промывочной жидкости формируется нейтральное проникновение ( $r_v \approx r_f$ ), а в продуктивных пластах за счет вытеснения фильтратом нефти или газа – понижающее. За счет радиального изменения сопротивления пласта в зоне проникновения отмечается положительное приращение показаний большого зонда над малым.

Установлено, что изучение геологического разреза глубоко залегающих подсолевых продуктивных отложений по данным ГТИ (геолого-технологических исследований) также сопряжено с определенными трудностями. Газовый каротаж (на рисунке 1 представлен кривой «Сумма С1-С6») с принудительной дегазацией раствора достаточно уверенно отбивает кровлю даже маломощных низкопористых и низкопроницаемых нефтяных коллекторов. На рисунке 1 это соответствует глубине 3509 метров и характеризуется ростом газопоказаний. Выделение же последующих продуктивных интервалов с глубины 3535 метров осложнено высоким газовым фоном из-за некачественной работы системы очистки раствора и из-за работы ранее вскрытых коллекторов. Кроме того, при разведочном бурении неизвестна величина пластового давления во вскрываемом продуктивном интервале, и неоправданно завышенная величина репрессии на пласт не позволяет газовому содержимому коллектора попасть в циркулирующую промывочную жидкость. Отсутствие углеводородных газов в промывочной жидкости не позволит зафиксировать вскрытый коллектор по газовому каротажу. Ограничены возможности механического каротажа по отбивке момента вскрытия продуктивного интервала, т.к. коллекторы на больших глубинах часто имеют весьма низкое значение пористости и по этой причине ожидаемого увеличения проходки не наблюдается. Информативность теряет резистивиметр желобной, измеряющий минерализацию (по NaCl) промывочной жидкости в желобе в диапазоне 0-200г/литр и определяющий водонасыщенные интервалы.

Единственным информативным источником данных о коллекторе может служить «информативный» шлам. Бурение долотами истирающего типа и применение забойных двигателей с высокой частотой вращения способствуют размалыванию породы различных литологических разностей в однородный порошок (диаметр менее 1 мм), который с вязким буровым раствором образует однородную массу, несущую в себе минимум

информации. В таких условиях говорить о качественном и всестороннем исследовании шлама [10] не приходится.

В таких условиях, при отсутствии стандартных признаков коллектора по данным ГИС и отсутствии информации по ГТИ, продуктивные пласты могли быть пропущены или неверно приняты.

Разбирая результаты выделения и определения характеристик продуктивных интервалов, рассмотрим таблицу 1. Выделение коллекторов [3,5,7] проводилось с использованием граничного значения пористости, характер их насыщения по коэффициенту нефтегазонасыщенности. Всего в «колганской» толще по вышеуказанным критериям выделено 21,4 м нефтенасыщенных коллекторов. В интервале 3513.0-3580.0м проведен испытатель пластов на трубах, за 2 часа стояния на притоке получен приток газированной нефти дебитом 3,51 м<sup>3</sup>/сут при депрессии 101 атм.

После переинтерпретации материалов ГИС с привлечением прямых методов (ИПТ (испытатель пластов на трубах) [6], газовый каротаж, механический каротаж) суммарная толщина нефтенасыщенных коллекторов уменьшилась с 21,4 м до 8,4 м.

Для исключения пропусков продуктивных пластов в сложно-построенном разрезе с неизвестной структурой порового пространства, многофазностью насыщения в одном пластопересечении и неопределенным типом коллектора предлагается следующая технология исследований перспективно продуктивных отложений при бурении глубоких поисково-разведочных скважин:

1 Выделение коллекторов по прямым качественным признакам, проявляющимся в процессе бурения по данным ГТИ [8,9]:

- газовый каротаж – повышение газопоказаний;
- механический каротаж – увеличение скорости проходки, провалы инструмента;
- фильтрационный каротаж – поглощение ПЖ;



– анализ шлама – люминисцентно-битуминологический анализ и термо-вакуумная дегазация.

Таблица 1. Характеристики коллекторов Колганской толщи. Скважина № 1

N Пл	Кровля, м	Подошва, м	Толщина, м		Кп	Кнг %	Обобщенная характеристика пород по данным ГИС
			Общ.	нпрон			
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	3522,0	3522,8	0,8	0,8	9,5 <sup>ак</sup>	77	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
2.	3522,8	3525,6	2,8	1,0	10,5 <sup>ак</sup>	77	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные с пропластками уплотненного песчаника
3.	3525,6	3529,0	3,4	2,4	~9,5 <sup>ак</sup>	68	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные с пропластками уплотненных песчаников
4.	3529,0	3530,0	1,0	-	-		<b>Алевропесчаники</b> с повышенным содержанием U и Th, диаметр скважины увеличен
5.	3530,0	3531,0	1,0	1,0	13,5 <sup>ак</sup>	84	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
6.	3531,0	3532,0	1,0	1,0	9,5 <sup>ак</sup>	77	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
7.	3532,0	3533,4	1,4	-	-		<b>Песчаники</b> уплотненные, диаметр скважины увеличен
8.	3533,4	3535,6	2,2	-	-	-	<b>Алевропесчаники</b> с повышенным содержанием U и Th, диаметр скважины увеличен
9.	3535,6	3537,0	1,4	1,4	10,5 <sup>ак</sup>	60-70	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные, диаметр скважины увеличен
10.	3537,0	3538,2	1,2	-	-		<b>Алевропесчаники</b> с повышенным содержанием U и Th, диаметр скважины увеличен
11.	3538,2	3539,2	1,0	1,0	~9,5 <sup>ак</sup>	76	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
12.	3539,2	3540,0	0,8	-	4,5 <sup>ак</sup>		<b>Песчаник</b> плотный
13.	3540,0	3540,8	0,8	0,8	14 <sup>ак</sup>	78	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные, возможно, заглинизированные
14.	3540,8	3542,0	1,2	1,2	12,5 <sup>ак</sup>	75	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
15.	3542,0	3543,4	1,4	1,4	11,5 <sup>ак</sup>	78	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
16.	3543,4	3545,0	1,6				<b>Алевропесчаники</b> с повышенным содержанием Th, диаметр скважины увеличен
17.	3545,0	3547,6	2,6		8,5 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> в кровле, возможно, проницаемые, в подошве уплотненные
18.	3547,6	3550,0	2,4	2,0	10,5 <sup>ак</sup>	80	<b>Песчаники</b> , возможно, нефтенасыщенные
19.	3550,0	3551,8	1,8	-	8 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> уплотненные
20.	3551,8	3553,0	1,2	1,2	10,5 <sup>ак</sup>	82	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
21.	3553,0	3553,8	0,8		8 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> возможно проницаемые
22.	3553,8	3554,2	0,4	-	-		<b>Песчаники</b> уплотненные
23.	3554,2	3554,6	0,4	0,4	10,5 <sup>ак</sup>	82	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные, возможно присутствие карбонатного цемента
24.	3554,6	3557,0	2,4	-			<b>Песчаники</b> уплотненные, возможно присутствие карбонатного цемента и битума
25.	3557,0	3558,0	1,0	0,4	8,5 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> , возможно, с присутствием УВ
26.	3558,0	3566,2	8,2	-			<b>Песчаники</b> уплотненные, возможно присутствие карбонатного цемента и битума

N Пл	Кровля, м	Подошва, м	Толщина, м		Кп	Кнг %	Обобщенная характеристика пород по данным ГИС
			Общ.	hпрон			
1	2	3	4	5	6	7	8
27.	3566,2	3566,8	0,6	0,6	8,5 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> , возможно, с присутствием УВ
28.	3566,8	3568,8	2,0	-			<b>Песчаники</b> уплотненные
29.	3568,8	3569,8	1,0	1,0	11,5 <sup>ак</sup>	78	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
30.	3569,8	3570,2	0,4				<b>Песчаники</b> уплотненные
31.	3570,2	3570,6	0,4	0,4	~9,5 <sup>ак</sup>	76	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
32.	3570,6	3574,0	3,4	-	6-7		<b>Песчаники</b> , уплотненные с отдельными проницаемыми пропластками, возможно присутствие карбонатного цемента и битума
33.	3574,0	3574,4	0,4		-		<b>Аргиллиты</b>
34.	3574,4	3575,2	0,8	0,8	13 <sup>ак</sup>	~75	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные
35.	3575,2	3576,4	1,2		-		<b>Алевролиты</b>
36.	3576,4	3577,4	1,0	0,4	12 <sup>ак</sup>	~75	<b>Песчаники</b> уплотненные с нефтенасыщенными пропластками (0,4 м)
37.	3577,4	3578,8	1,4		-		<b>Аргиллиты</b>
38.	3578,8	3579,4	0,6		5,8 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> низкопористые, диаметр скважины увеличен
39.	3579,4	3580,2	0,8	0,8	8,5 <sup>ак</sup>	75	<b>Песчаники</b> нефтенасыщенные, диаметр скважины увеличен
40.	3580,2	3581,6	1,4		~7		<b>Песчаники</b> низкопористые с присутствием битума
41.	3581,6	3583,2	1,6		-		<b>Песчаники</b> уплотненные, битуминозные, диаметр скважины увеличен
42.	3583,2	3584,2	1,0		6 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> низкопористые
43.	3584,2	3585,4	1,2	0,6	8,5 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> с присутствием УВ (0,6 м), в подошве заглинизированные
44.	3585,4	3586,2	0,8		-		<b>Аргиллиты</b>
45.	3586,2	3587,0	0,8	0,8	9,5 <sup>ак</sup>		<b>Песчаники</b> , возможно, с присутствием УВ
46.	3587,0	3594,0	7,0		-		<b>Аргиллиты</b> с повышенным содержанием U
47.	3594,0	3595,0	1,0	1,0	10,5		<b>Песчаники</b> водонасыщенные

2 Специальные геофизические исследования в интервалах с повышенным газосодержанием:

– временные замеры разноглубинных фокусированных методов электрического каротажа;

– опробование и испытание пластов в интервалах с повышенными газовыми показаниями по методикам каротаж-испытание-каротаж [11] или каротаж-репрессия-каротаж, в том числе приборами на каротажном кабеле;

– при замене промывочной жидкости на жидкость с другой минерализацией.

В комплекс методов для привязки интервалов опробования обязательно должен входить боковой каротаж, как наиболее информативный.

Эффективность выделения коллекторов по прямым качественным признакам зависит от времени проведения исследования, прошедшего от момента вскрытия пластов с аномалиями, зафиксированными ГТИ. Продолжительное время нахождения коллектора под репрессией столба промывочной жидкости приводит к кольматации пластов, формированию зон проникновения, ухудшающей вплоть до исчезновения гидродинамической связи скважины-пласт. Детальные геофизические исследования должны выполняться сразу же после вскрытия бурением, представляющих интерес пород. Поэтому интервалы исследования каротажем не должны превышать 200 м.

На основании вышеизложенного выработан рациональный комплекс ГИС детального геофизического исследования терригенных коллекторов поисково-разведочных скважин бурящихся на минерализованных растворах:

1 Радиоактивные методы:

- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт),
- гамма-каротаж (ГК),
- гамма-гамма плотностной (ГГК-П),
- спектрометрический гамма каротаж (СГК).

2 Электрические методы:

- боковой каротаж (БК),
- боковой микрокаротаж (БМК),
- индукционный каротаж (ИК).

3 Акустические методы:

- акустический каротаж (АК).

Исследования прямыми методами (ОПН (опробывание пластов испытателем на кабеле), ИПТ) должны проводиться сразу же после вскрытия кровель пластов с аномальным содержанием УВ газов. Таким

образом, при вскрытии сложных коллекторов необходимо пользоваться определенным порядком выявления и исследования продуктивных интервалов. Схема порядка исследований перспективных на УВ интервалов представлена на рисунке 2. Первичные данные о возможно вскрытом продуктивном интервале приходят со станции ГТИ. При появлении косвенных признаков необходимо усилить контроль за параметрами бурения, шлам отбирать через 1-2 метра. При зафиксированных газопоказаниях решается вопрос об отборе керна (если это заложено в проекте на скважину) или продолжении бурения. В случае если керна не отбирается необходимо пробурить продуктивные интервалы на глубину до 100 метров (это позволит более качественно провести испытания пласта на трубах). Далее необходимо провести так называемую методику КИК [11] (Каротаж-испытания-каротаж), которая позволит более уверенно выделить продуктивные интервалы (их границы и характеристики) на основании анализа результатов прямого метода и изменения зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. В случаях невозможности установления пакера испытателя на трубах или для уточнения характеристик коллекторов необходимо использовать испытатели на кабеле и сверлящий боковой отбор керна.

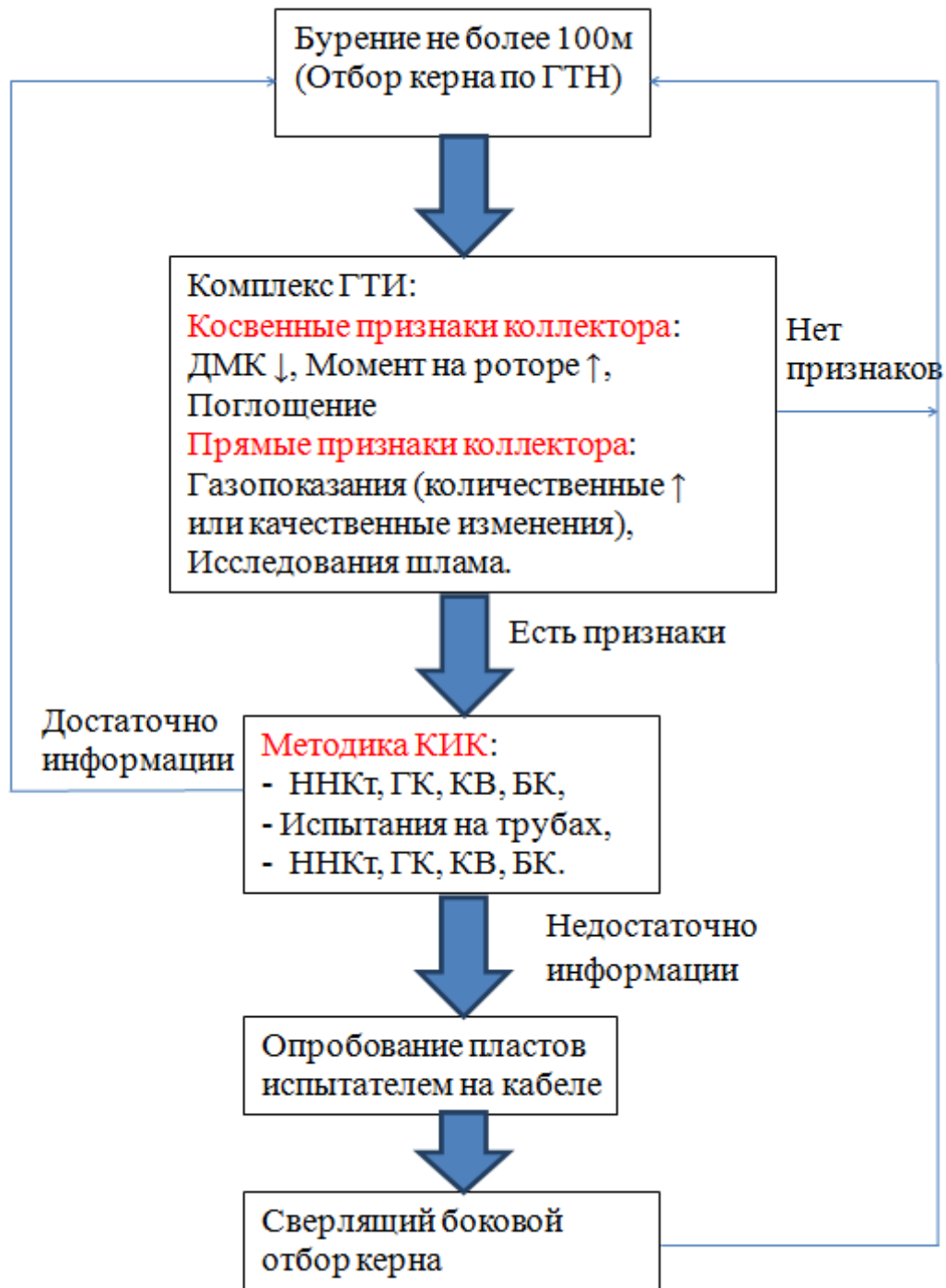


Рисунок 2. Методика исследований перспективных интервалов

## Выводы

1 Качественное выделение маломощных многочисленных коллекторов УВ в глубоких поисково-разведочных скважинах, осложненных высокой кавернозностью и бурящихся на минерализованных буровых растворах ограничено количеством информативных методов ГТИ и ГИС.

2 Разработан рациональный комплекс ГИС для сложных условий: кавернозного ствола скважин и высокоминерализованного бурового раствора.

3 Разработана методика исследований перспективных на УВ маломощных многочисленных коллекторов УВ в глубоких поисково-разведочных скважинах, осложненных высокой кавернозностью и бурящихся на минерализованных буровых растворах.

### **Список используемых источников**

1 Геофизические исследования скважин: учебник для вузов /Под ред. Е.В. Каруса М.: Недра, 1990. 398с.

2 Геофизические методы исследования / Под ред. В.К.Хмелевского. М.: Недра, 1988. 325с.

3 Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Недра, 1982. 448с.

4 Промысловая геофизика:учебник для вузов/Добрынин В.М. [и др.]. М.: Недра, 1986. 342с.

5 Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник /под ред. В.М. Добрынина. М.: Недра, 1988. 476с.

6 Карнаухов М.Л., Рязанцев Н.Ф. Справочник по испытанию скважин. М.: Недра, 1984. 268с.

7 Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1981. 182с.

8 Лукьянов Э.Е. Геологическая информативность технологических исследований скважин в процессе бурения // Геология нефти и газа. 1989. №7. С. 23-26.

9 Лукьянов Э.Е., Карнаухов М.Л. Геолого-технологическая программа изучения разрезов поисково-разведочных скважин // Нефтяное хозяйство. 1985. № 12. С.17-19.

10 РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. М.: Изд-тво ГЕРС. 2001. 83с.

11 РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М.: Изд-тво ГЕРС. 2002. 272с.

### References

1 Geofizicheskie issledovaniya skvazhin: Uchebnik dlja vuzov /Pod redakciej E.V. Karusa M. Nedra, 1990. 398s. [in Russian].

2 Geofizicheskie metody issledovaniya / Pod red. V.K.Hmelevskogo. M.: Nedra, 1988. 325s. [in Russian].

3 Dahnov V.N. Interpretacija rezul'tatov geofizicheskikh issledovanij razrezov skvazhin. M.: Nedra. 1982. 448s. [in Russian].

4 Dobrynin B.M., Vendel'shtejn B. Ju., Rezvanov R.A., Afrikjan A.N. Promyslovaja geofizika: Uchebnik dlja vuzov. M.: Nedra, 1986. 342s. [in Russian].

5 Interpretacija rezul'tatov geofizicheskikh issledovanij neftjanyh i gazovyh skvazhin: Spravochnik /Pod redakciej V.M. Dobrynina. M.: Nedra, 1988. 476s. [in Russian].

6 Karnauhov M.L., Rjazancev N.F. Spravochnik po ispytaniju skvazhin. M.: Nedra, 1984. 268 s. [in Russian].

7 Latyshova M.G. Prakticheskoe rukovodstvo po interpretacii diagramm geofizicheskikh metodov issledovaniya skvazhin. M. Nedra, 1981. 182s. [in Russian].

8 Luk'janov Je.E. Geologicheskaja informativnost' tehnologicheskikh issledovanij skvazhin v processe burenija // Geologija nefti i gaza, 1989. №7. S.23-26. [in Russian].

9 Luk'janov Je.E., Karnauhov M.L. Geologo-tehnologicheskaja programma izuchenija razrezov poiskovo-razvedochnyh skvazhin // Neftjanoe hozjajstvo, 1985. №12. S.17-19. [in Russian].

10 RD 153-39.0-069-01. Tehnicheskaja instrukcija po provedeniju geologo-tehnologicheskikh issledovanij neftjanyh i gazovyh skvazhin. M. Izdatel'stvo GERS. 2001. 83s. [in Russian].

11 RD 153-39.0-072-01. Tehnicheskaja instrukcija po provedeniju geofizicheskikh issledovanij i rabot priborami na kabele v neftjanyh i gazovyh skvazhinah. M. Izdatel'stvo GERS. 2002. 272s. [in Russian].

### **Сведения об авторах**

#### **About the authors**

Деркач А. А. заместитель генерального директора по производству ООО Научно-промышленная геофизическая компания «Росгео», г. Оренбург, Российская Федерация

A. A. Derkach, Deputy General Director for Production LLC Scientific-Industrial Geophysical Company "Rosgeo"

E-mail: [rosgeo2011@yandex.ru](mailto:rosgeo2011@yandex.ru)