УДК 550.832.54

Развитие аппаратуры и методики контроля текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов ядерно-физическими методами каротажа

Development of the Equipment and Control Methods of the Current Oil-And-Gas Saturation Reservoir Beds by Nuclear-Physical Analysis Methods of Logging

К.А. Машкин

К.А. Машкин
А.Г. Коротченко
П А. Сафонов
В.Л. Глухов
В.М. Романов
А.Н. Огнев
Р.Г. Гайнетдинов
И.Х. Шабиев
/ПАО НПП «ВНИИГИС»,
ООО НПП «ИНГЕО»,
г. Октябрьский,
Башкортостан
Тел. (34767) 5-23-46,
ingeo41@mail.ru/

контакты автора, уч. степени

K.A. Mashkin, A.G. Korotchenko, P.A. Safonov,
V.L. Glukhov, V.M. Romanov, A.N. Ognev,
R.G. Gainetdinov, I.Kh. Shabiev
/PAO NPP VNIIGIS, OOO NPP INGEO,
Oktyabrskiy, Bashkortostan/

Рассматриваются существующая аппаратура и методика для оценки текущей нефтегазонасыщенности и решения других промысловых задач спектрометрическими импульсными нейтронными методами каротажа в сравнении с проводимыми перспективными разработками, призванными улучшить технические характеристики и расширить методические возможности скважинных приборов. Приведены примеры определения коэффициента текущей нефтенасыщенности на месторождениях Западной Сибири и Белоруссии аппаратурно-методическим комплексом, включающим спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С или С/О-каротаж), двухзондовый импульсный нейтронный каротаж (2ИННК/2ИНГК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК). Также приведены данные сравнительных испытаний используемого комплекса с новой аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73, реализующей все перечисленные методы существующего комплекса за одну спускоподъемную операцию при большей скорости каротажа, что позволяет на 20–30 % сократить время проведения работ на скважине.

Ключевые слова: *ядерно-геофизические методы, углерод-кислородный каротаж, спектрометрический импульсный нейтронный каротаж, интерпретация данных, оценка текущей нефтегазонасыщенности, контроль за разработкой.*

The actual equipment and methods for estimating the current oil-and-gas saturation and solving other field problems by spectrometric pulsed neutron logging methods are considered in comparison with leading advanced developments designed to improve technical characteristics and expand the methodological capabilities of downhole tools. Examples of the current oil saturation coefficient determination in the fields of Western Siberia and Belarussia by an apparatus-and-method complex including spectrometric pulsed neutron gamma-ray logging (INGL-S or C/O-logging), two-probe pulsed neutron logging (2INNL / 2INGK) and spectrometric gamma ray logging (SGL). The data of comparative tests of the used complex with TzSP-2IMKS-73 new equipment are also given, which realizes all the listed methods of the existing complex for a single tripping operation with a higher logging speed, which allows reducing the operation time on the well by 20-30%.

Key words: *nuclear methods, carbon-oxygen logging, spectrometric pulsed neutron logging, data interpretation, estimation of current oil-and-gas saturation, field management.*

Производственные работы с применением аппаратурного комплекса ядерно-физических методов геофизических исследований скважин (ЯФМ ГИС) в ПАО НПП «ВНИИГИС» и ООО НПП «ИНГЕО» ведутся с конца 90-х годов прошлого века. За это время исследовано весьма большое количество скважин и получен обширный опыт таких исследований, который показывает, что информативность комплекса находится на уровне 80–90 % подтверждаемости. При этом подтверждаемость, как правило, оценивается заказчиком путем сопоставления полученного по результатам каротажа значения коэффициента текущей нефтенасыщенности с итогами освоения и работы скважины.

В настоящее время рассматриваемый аппаратурно-методический комплекс, включающий спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С или С/О-каротаж), двухзондовый импульсный нейтронный каротаж (2ИННК/2ИНГК) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК), успешно используется для оперативного решения широкого круга геологических задач при контроле за разработкой месторождений нефти и газа различных регионов России, ближнего и дальнего зарубежья.

На **рис. 1** показан пример определения коэффициента текущей нефтенасыщенности терригенных пластов-коллекторов по данным комплекса в меловых отложениях Западной Сибири. Полученные данные подтверждены результатами освоения скважины.

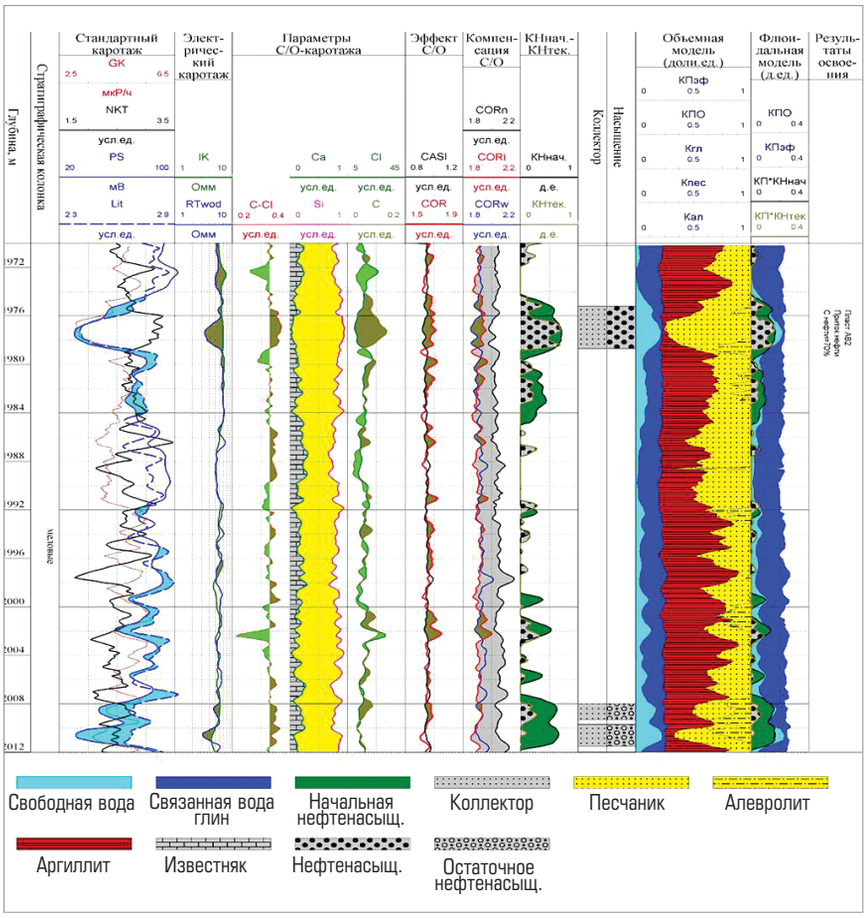

Рис. 1. Пример определения коэффициента текущей нефтенасыщенности терригенных пластов-коллекторов в меловых отложениях Западной Сибири

Являясь безальтернативным средством количественного определения коэффициента текущей нефтенасыщенности в обсаженных скважинах в условиях присутствия пресных закачиваемых или пластовых вод, комплекс имеет определенные ограничения. Они связаны с глубинностью методов, следовательно, с наличием кавернозности, глубокой зоны проникновения бурового раствора. Также комплекс имеет ограничения по пористости коллекторов, связанные со значительным увеличением погрешности методов со снижением пористости исследуемых пластов.

Так, средняя глубинность исследования комплекса оценивается в пределах 30–40 см. Комплекс значительно теряет информативность при наличии каверн более 300 мм по диаметру скважины, а также зоны проникновения бурового раствора в таких же пределах. Информативность комплекса значительно снижается и при пористости коллекторов менее 5 %.

Вместе с тем и в низкопористых пластах-коллекторах рассматриваемый аппаратурно-методический комплекс позволяет уверенно решать поставленные геологические задачи. На **рис. 2** показан пример определения коэффициента текущей нефтенасыщенности в низкопористом карбонатном разрезе на месторождении в Республике Беларусь, подтвержденного по результатам освоения и работы скважины.

Эффективность комплекса имеет прямую зависимость от качества подготовки скважин к проведению геофизических исследований. При выполнении каротажа после цементирования во вновь бурящихся скважинах необходимо время на расформирование зоны проникновения бурового раствора порядка семи суток. При проведении каротажа в открытом стволе желательно бурение на полимерных растворах с меньшим проникновением в пласты-коллекторы. При проведении каротажа в эксплуатируемых скважинах необходима предварительная тщательная промывка скважины. В интервалах перфорации при интенсивной обработке скважины информативность комплекса также

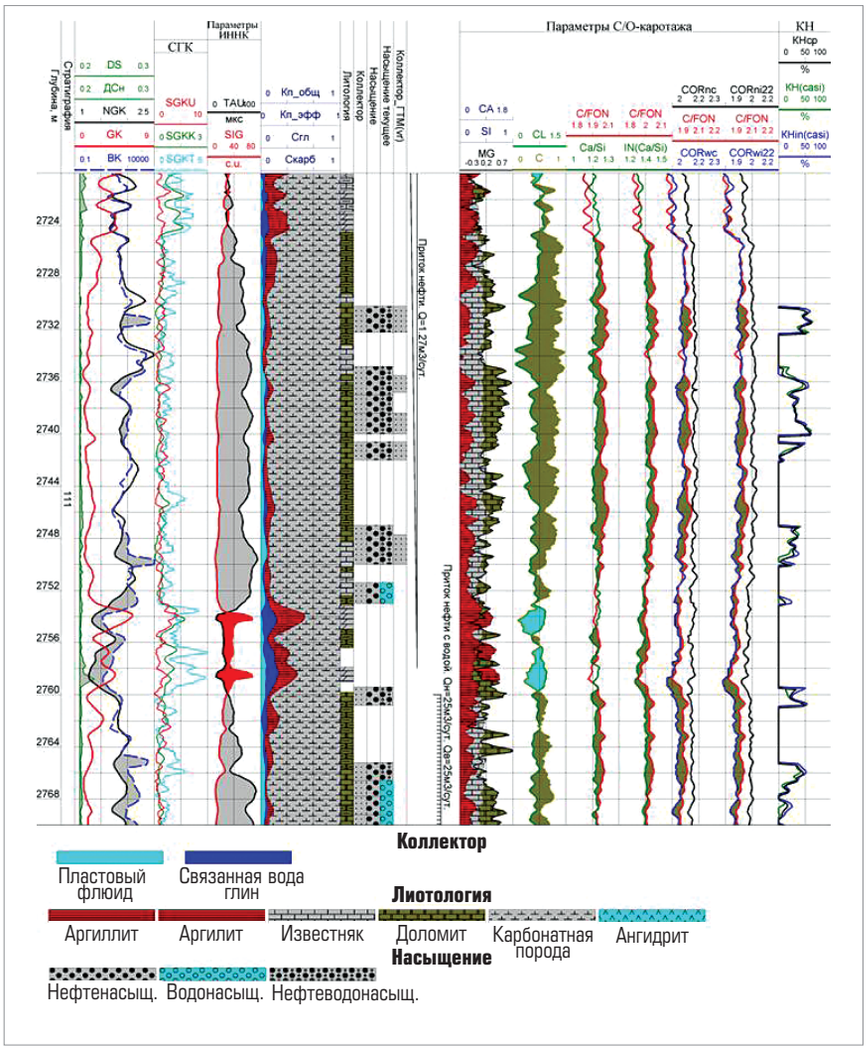

Рис. 2. Пример определения коэффициента текущей нефтенасыщенности в низкопористом карбонатном разрезе

значительно снижается. Технологичность работ с применением комплекса снижена в связи с необходимостью осуществления двух спуско-подъемных операций аппаратурой различных методов.

В связи с тем, что вышеперечисленные условия по подготовке скважин не всегда могут быть выполнены в полном объеме, существует необходимость дальнейшего развития аппаратурно-методической базы комплекса.

В развитие рассматриваемого комплекса ЯФМ, реализуемого в настоящее время аппаратурой С/О-каротажа типа ЦСП-С/О-90 в связке с модулем СГК типа ЦСП-ГК-С-90 и приборами импульсных нейтронных методов типа ЦСП-2ИННК-43 и ЦСП-2ИНГК-43М, разработана и опробована новая аппаратура ЦСП-2ИМКС-73 (цифровой скважинный прибор двухзондовой импульсной многоканальной спектрометрии малого диаметра).

Прибор разработан при финансовой поддержке ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям).

Новая аппаратура ЦСП-2ИМКС-73 реализует все перечисленные методы стандартного комплекса ЯФМ за одну спуско-подъемную операцию при большей скорости каротажа, что позволяет на 20–30 % сократить время проведения работ на скважине. Прибор имеет диаметр 75 мм против 100 мм у применяемой аппаратуры стандартного комплекса ЯФМ, т.е. может использоваться для проведения ГИС в боковых стволах и хвостовиках, обсаживаемых, как правило, колонной меньшего по сравнению с основным стволом диаметра.

Основные направления разработки новой аппаратуры связаны с расширением числа регистрируемых параметров, увеличением разрешения регистрируемых энергетических и временных спектров, с выполнением зондирования в радиальном направлении за счет применения двухзондовой схемы измерения, что в конечном итоге значительно повышает информативность исследований по основным определяемым параметрам: коэффициенту текущей нефтенасыщенности и коэффициенту текущей газонасыщенности пластов-коллекторов.

Методическое и программное обеспечение обработки и интерпретации базируется на существующем программно-методическом обеспечении стандартного комплекса ЯФМ, однако оно значительно расширено в связи с новыми возможностями разработанной аппаратуры. Реализован одновременный алгоритм обработки энергетических и временных спектров, характеризующих скважинную и пластовую зоны исследования по двум зондам с детекторами на основе кристаллов с более высокой эффективностью и увеличенным по сравнению с аналогами объемом. Применение более эффективных и обладающих более высокой температуроустойчивостью и быстродействием по сравнению с BGO детекторов на основе кристаллов $LaBr_3$(Ce) позволило получать спектры гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) с более высоким разрешением, что в конечном итоге повышает статистику и эффективность регистрации геофизических параметров и нейтронных характеристик горных пород и насыщающих их флюидов. Применение генераторов нейтро-

нов с перестраиваемой частотой позволяет значительно снизить наложение спектров, что также повышает эффективность результатов исследований.

Таким образом, применение новых принципов построения аппаратуры и методических приемов обработки результатов ГИС дает возможность исследования и учета скважинной составляющей разреза, что позволяет частично снять существующие ограничения комплекса.

Опытные работы с аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73 проведены в эксплуатационной скважине одного из нефтегазовых месторождений на территории Пермского края. Исследуемый интервал глубин относится к терригенным пластам Тульского и Бобриковского горизонтов и карбонатным пластам Турнейского яруса. Пористость терригенных коллекторов находится в интервале от 15 до 27 %, карбонатных коллекторов – в интервале от 8 до 15 %. Исследования проводились, в том числе, в интервале перфорации.

Работы выполнялись в два этапа:

- на первом этапе проведены исследования стандартным комплексом ЯФМ (методы С/О-каротажа, СГК, 2ИНГК, аппаратура ЦСП-С/О-90 в связке с ЦСП-ГК-С-90 и ЦСП-2ИНГК-43 соответственно). Было выполнено два прохода аппаратурой С/О-каротажа и СГК со скоростью 65 м/ч и один проход аппаратурой 2ИНГК со скоростью 120 м/ч. Исследования проводились с целью сопоставления с данными, регистрируемыми новой аппаратурой, в одном и том же интервале исследования;
- на втором этапе было выполнено два прохода аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73.

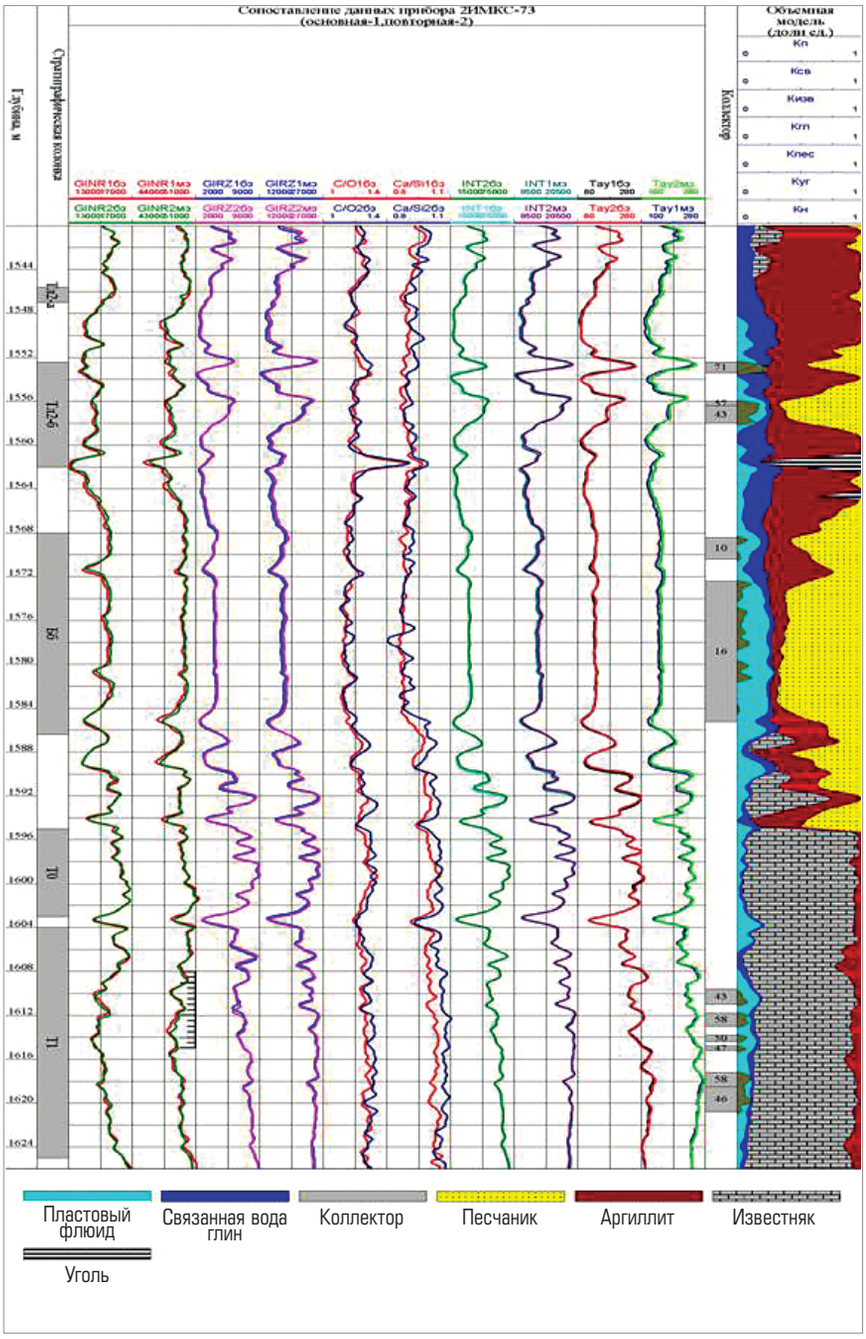

Рис. 3. Сопоставление данных, зарегистрированных аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73 за два прохода:

1 – основная запись, 2 – повторная (контрольная) запись

Анализ материалов, зарегистрированных новой аппаратурой ЦСП-2ИМКС-73 по основной и контрольной записям, представленным на **рис. 3**, показывает хорошую сходимость данных по двум проходам, что свидетельствует о стабильности работы аппаратуры в целом. Относительная погрешность измерений интегральных параметров составила менее 1 %, относительных величин С/О и Ca/Si – в пределах 3 %, параметра «тау» (время жизни тепловых нейтронов) – в пределах 1,5 %. Статистические данные по двум зондам показывают потенциальную возможность увеличения скорости каротажа как минимум в 1,5–2 раза по сравнению со стандартной аппаратурой С/О-каротажа ЦСП-С/О-90, рекомендуемая скорость для которой составляет 50–70 м/ч.

Показанные на **рис. 4** (трек крайний справа) количественные значения коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов-кол-

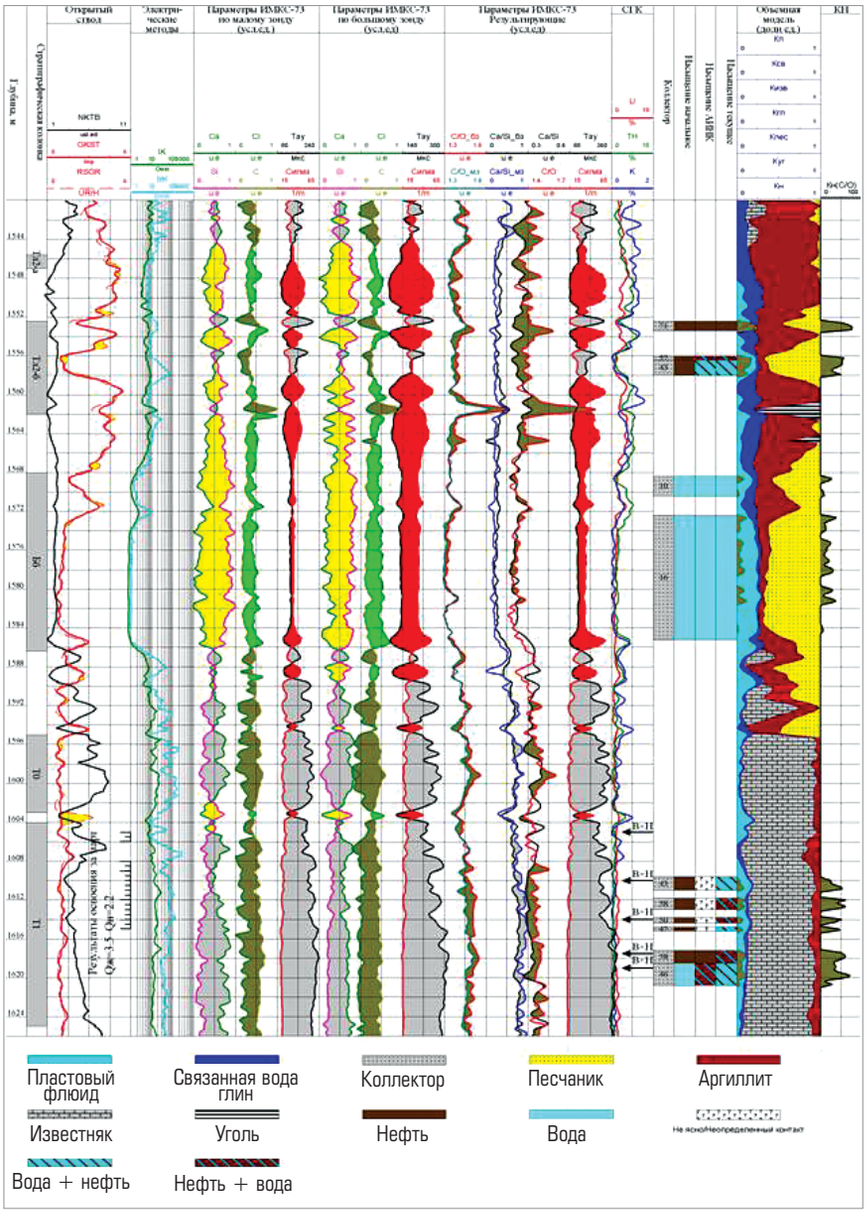

Рис. 4. Результаты применение новой аппаратуры ЦСП-2ИМКС-73

лекторов, пересеченных исследованной скважиной, в дальнейшем были подтверждены результатами освоения и работы скважины. При этом расчетные параметры фиксировались в интервалах перфорации. Это свидетельствует о работоспособности и информативности новой аппаратуры в сложных геолого-технических условиях эксплуатационной скважины.

К дополнительным параметрам, фиксируемым новой аппаратурой, относятся:

- оценка качества цементирования;
- оценка наличия парафинов на стенке скважины;
- оценка минерализации жидкости в радиальном направлении;
- оценка наличия газа в радиальном направлении;
- оценка зон проникновения различных растворов в открытом стволе;
- определение перетоков по стволу скважины.

В целом анализ технических характеристик стандартного комплекса ЯФМ и новой аппаратуры позволяет рекомендовать для решения задачи определения текущей нефте- или газонасыщенности в условиях обсаженных скважин внутренним диаметром от 110 мм применение стандартного комплекса, а при необходимости выполнения работ в осложненных геолого-технических условиях, связанных, прежде всего, с проведением исследований в боковых стволах скважин и хвостовиках внутренним диаметром от 90 мм, использовать новую аппаратуру малого диаметра ЦСП-2ИМКС-73.