© Т.В.Хисметов, Ф.Х.Еникеева, Б.К.Журавлев, 2014

СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЙ ИМПУЛЬСНЫЙ НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНОЛОГИИ

Т.В.Хисметов[1], Ф.Х.Еникеева[2], Б.К.Журавлев[2]

1 – *ЗАО «НТЦ ГЕОТЕХНОКИН»*
127422, Россия, Москва, Дмитровский пр-д, 10, корп.3, Внешнефть, офис 28

2 – *ОАО НПЦ «Тверьгеофизика»*
170034, Россия, г.Тверь, просп.Чайковского,28/2, офис 22

Приведены краткие сведения о физических основах и характеристиках спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, геолого-технических условиях проведения исследований, исследовательской аппаратуре, решаемых промысловых и геологоразведочных задачах. Даны методические рекомендации по проведению геофизических исследований, подготовке скважин к работам, режимам измерений.

Импульсная нейтронная гамма-спектрометрия основана на изучении энергетических и временных распределений плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах химических элементов при облучении скважины и горной породы импульсами быстрых нейтронов с энергией 14Мэв с помощью высокочастотного генератора.

Применение специализированного нейтронного генератора дает возможность в процессе регистрации и дальнейшей обработки разделить и получить с помощью высокотехнологичных интеллектуально развитых программных средств «чистые» энергетические спектры гамма-излучения различной природы возникновения. Наиболее важными являются спектры гамма-излучения, возникающего в результате неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов. Энергетические спектры ГИНР и ГИРЗ являются индивидуальными характеристиками ядра-мишени. Анализ спектров позволяет оценивать содержания таких важных породообразующих элементов, как углерод (C), кислород (O), водород (H), кремний (Si), кальций (Ca), хлор (Cl), железо (Fe), сера (S), магний (Mg) и др.

Спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС) относится к методам определения массового содержания породообразующих элементов. Наиболее распространенным в земной коре элементом является кислород. Горные породы состоят почти исключительно из кислородных соединений, в основном из силикатов алюминия, кальция, магния, натрия и железа. В связи с этим для многих пород величины отношений массовых содержаний Al/Si, Ca/Si, Fe/Si и др. изменяются в сравнительно узких пределах. Восемь элементов (O, Si, Al, Fe, Ca, Na, K, Mg) составляют больше 95% всей массы земной коры.

Ниже в табл. 1 приведены средние плотности ядер (число ядер в 1см^3) различных элементов в осадочных горных породах и вероятности различных видов взаимодействия с нейтронами при двух значениях энергии. В табл. 2 представлены значения наиболее характерных энергий гамма-квантов, испускаемых ядрами элементов при неупругом рассеянии быстрых нейтронов и радиационном захвате тепловых нейтронов.

Спектр ГИНР формируется в основном из моноспектров гамма-излучения от кислорода, углерода, кремния, кальция и железа. Вклад остальных элементов незначителен, а излучение от водорода вообще отсутствует. В спектре визуально определяются пики, соответствующие наиболее интенсивным линиям гамма-излучения ядер кислорода, кремния, кальция, железа, а также углерода при достаточно большом его массовом содержании (>10%). Наиболее важными энергетическими областями в спектре ГИНР с точки зрения определения нефтенасыщенности пород являются области спектра (рис. 1), соответствующие излучению углерода и кислорода. Энергетический диапазон окон охватывает, кроме основных линий углерода 4,43 Мэв и кислорода 6,13 Мэв, дополнительные линии углерода (4,43-0,511) Мэв и кислорода (6,13-0,511) МэВ, связанные с эффектом образования электрон-позитронных пар.

Таблица 1

Характеристики основных породообразующих элементов

Элементы	Среднее содержание в породе, %	Средняя плотность ядер в породе, $N \cdot 10^{-22}/см^3$			Быстрые нейтроны, E=14,1 МэВ				Тепловые нейтроны, E=0,025эВ	
		в осадочных в целом	в карбонатных	в терригенных	Порог неупругого рассеяния, МэВ	Вероятность упругого рассеяния	Вероятность неупругого рассеяния	Вероятность поглощения	Вероятность рассеяния	Вероятность поглощения
Кислород	49,13	5,270	4,960	4,930	6,44	0,595	0,196	0,209	1,0	0
Кремний	26,00	1,360	0,058	1,490	1,90	0,552	0,254	0,287	0,91	0,09
Алюминий	7,45	0,617	0,013	0,680	-	0,435	0,453	0,111	0,856	0,144
Железо	4,20	0,095	0,006	0,113	0,86	0,530	0,402	0,068	0,808	0,192
Кальций	3,25	0,101	1,360	0,069	4,55	0,637	0,174	0,189	0,872	0,128
Натрий	2,40	0,046	0,004	0,061	0,46	0,457	0,402	0,141	0,883	0,117
Калий	2,35	0,094	0,005	0,059	2,60	0,557	0,196	0,247	0,417	0,58
Магний	2,35	0,088	0,370	0,082	1,42	0,285	0,363	0,319	0,983	0,017
Водород	1,00	-	0,060	1,000	-	1,0	0	0	0,984	0,016
Углерод	<…	0,133	1,620	0,012	4,80	0,586	0,351	0,063	1,0	0

Таблица 2

Наиболее характерные линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов и элементов конструкции скважины и скважинного прибора, наблюдаемые в регистрируемых спектрах

Элемент	**ГИНР, МэВ**	**ГИРЗ, МэВ**
Водород, H	-	2,23
Кислород, O	3,85; 6,13; 7,1	-
Углерод, C	4,43	-
Кремний, Si	1,78	3,54; 4,93
Кальций, Ca	3,74; 3,90	1,94; 4,42; 5,90; 6,42
Железо, Fe	0,84; 1,25	5,92; 6,02; 7,28; 7,63; 7,65
Алюминий, Al	1,02; 3,80	1,78
Натрий, Na	0,44; 2,00; 2,7	0,47; 2,75; 3,98; 6,40
Калий, K	2,52; 2,81	0,77; 1,62; 2,07; 5,38
Магний, Mg	1,37	1,81; 2,83; 3,92
Хлор, Cl	2,50; 3,60; 4,10	1,95; 6,11; 6,62; 7,41
Бор, B	-	0,48

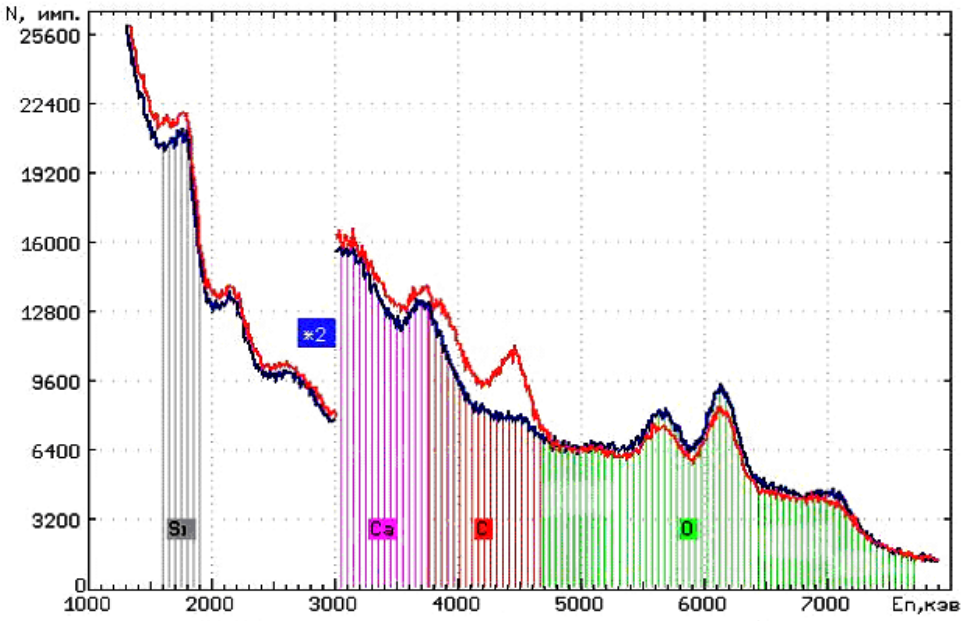


Рис. 1. Пример спектра ГИНР в моделях песчаника пористостью 40%, насыщенного водой (синие линии) и дизельным топливом (красные линии). Аппаратура АИНК-89С

Спектр ГИРЗ в основном формируется из моноспектров водорода, кремния, кальция, хлора, железа. Вклад излучения от углерода и кислорода незначителен. Визуально в спектре ГИРЗ хорошо видны пики гамма-излучения ядер водорода, кремния, железа, кальция, хлора. Наиболее важными энергетическими областями в спектре ГИРЗ являются интервалы, соответствующие излучению кальция, кремния, окно водорода, хлора и железа (рис. 2).

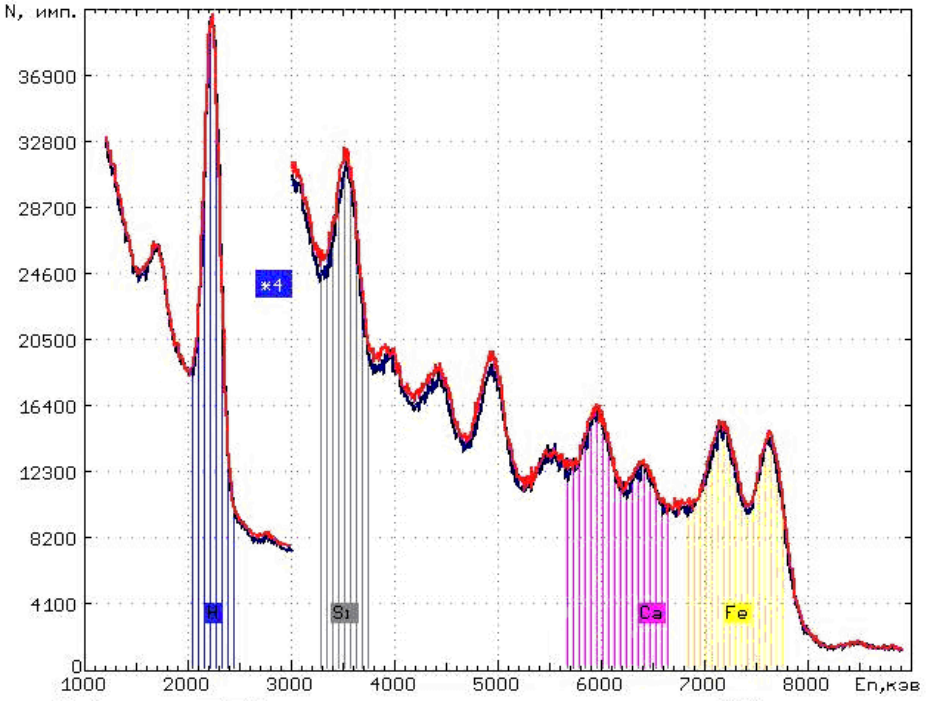


Рис. 2. Пример спектра ГИРЗ в моделях песчаника пористостью 40%, насыщенного водой (синие линии) и дизельным топливом (красные линии). Аппаратура АИНК-89С

Нефтенасыщенная пористость по данным С/О-каротажа может определяться как:

$$K_{пн}^{C/O} = f(\Delta R_C) + \sum_{l=1}^{l} \Delta_{нl} \cdot V_l - \Delta_г, \quad (1)$$

где ΔR_C – разность исправленных за счет влияния условий измерений спектральных отношений («эффект» С/О), $\Delta_{нl}$ – парциальная поправка (на единицу объема породы) на влияние *l*-ого компонента породы, $\Delta_г$ – поправка на влияние газа. Выбор энергетических окон и параметров петрофизического уравнения (1) осуществляется по результатам теоретического и экспериментального моделирования и обосновывается на материалах скважинных исследований. При этом учитываются особенности измерительной системы и исследуемых геологических объектов.

Применяемые различными организациями «методные» варианты обработки основаны на получении отношения скоростей счета в диапазонах энергетических спектров ГИНР, соответствующих излучениям С и О. Для коррекции величины отношения С/О на влияние вещественного состава пород и скважины по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются аналогичные отношения Ca/Si (Si/Ca) и другие. Основанная на ограниченном наборе метрологических точек процедура перехода к геологическому параметру (объемной нефтенасыщенности) в этом случае дает качественные результаты. Кроме того, к ошибкам может приводить использование для корректировки спектральных отношений опорных пластов и результатов независимых исследований.

Задача полноценного использования информации, предоставляемой ИНГКС, была актуальной с самого начала практического применения метода. Для этого на протяжении ряда лет предпринимались следующие шаги:

а) Были проанализированы геолого-технические условия измерений на различных месторождениях нефти и газа.

б) С учетом решаемых геологических и промысловых задач и физико-технических возможностей метода значимые (превышающие погрешность измерений геофизических параметров ЯФМ) условия были систематизированы и формализованы в виде процедур интерпретации.

в) Обоснован набор геофизических параметров ИНГКС и сформулированы требования к геологической информативности метода.

г) Разработаны универсальные петрофизические уравнения для геофизических параметров ИНГКС, участвующие в комплексной интерпретации на равных с данными всех видов ГИС, проводимых в открытом и обсаженном стволе.

Не следует забывать, что большая часть месторождений на территории России эксплуатируется давно (несколько десятков лет). Ситуация с документированием разрезов, как обычно, плохая. То есть надеяться на дополнительные данные ГИС не приходится, да и применять их можно в основном только для корректировки глубин.

Таким образом, метод ИНГКС, усиленный спектрометрией естественного гамма-излучения (U, Th, K) и интегральным ИНК, часто становится единственным способом определения геологических параметров пород и флюидов и выделения коллекторов.

В табл. 3 отмечены обобщенные по площадям и месторождениям геолого-геофизические особенности отдельных нефтегазоносных регионов. Как видно из таблицы, продуктивные отложения представлены карбонатными и терригенными породами с чрезвычайно разнообразным минеральным составом. Флюиды могут состоять из сочетаний нефти, газа, газоконденсата и воды с различным содержанием солей. В табл. 4 приближенно охарактеризованы технические условия проведения скважинных исследований.

Для ядерно-физических методов (ЯФМ), включающих ИНГКС, представляют особый интерес геологические параметры, которые оказывают влияние на геологическую информативность метода и погрешность измерений. Именно в этом аспекте рассматривались геолого-технические условия проведения исследований в основных регионах добычи углеводородного сырья: Западная Сибирь, север Европейской части России, Волго-Уральская провинция и др. Во всех случаях задача сводилась к отбору наиболее существенных для ЯФМ параметров и последующей оценке (с применением аппарата имитационного моделирования) погрешности измерений и геологической информативности метода.

В результате проведенных исследований была разработана методология интерпретации данных ЯФМ, которая в качестве основных элементов включала:

– модель горной породы,

– модель условий измерений,

– петрофизические уравнения для геофизических параметров,
– представления о размерности и оптимальности геофизического пространства решения задачи и точности получаемых результатов.

Настройка элементов осуществляется для каждого конкретного района работ с учетом особенностей залежей и решаемых задач. Система и технология интерпретации приобретают завершенный вид, обеспечивая высокую производительность выполняемых операций.

Разработанный подход выдвигает достаточно высокие требования к техническим средствам и технологиям измерений и особенно к параметрам применяемой аппаратуры.

В течение многих лет (с 1999 г.) мы работали с разными типами приборов, в том числе АИМС (ООО «Нефтегазгеофизика»), ЦСП-С/О-90 (ВНИИГИС), ИНГКС-95 (ЗАО ПГО «Тюменьпромгеофизика»). Перечисленные приборы являются однозондовыми, имеют диаметр, равный или превышающий 90 мм, и в определенной степени схожи по общей «идеологии» с приборами PSGT фирмы Halliburton, разработанными в конце прошлого века.

С 2004 г. начато развитие и промышленное применение аппаратуры АИНК-89С, а с 2011 г. – двухзондовой аппаратуры ИНГКС-2-73 (ВНИИА им. Н.Л.Духова). Эта аппаратура выгодно отличается от аналогов и по целому ряду характеристик соответствует предложенной технологии интерпретации. Важной особенностью АИНК-89С является повышенное число уровней квантования амплитудных спектров (1024). Это обеспечивает возможность высокоточной установки текущего значения энергетической шкалы спектрометра, что существенно влияет на качество результатов обработки. Другой особенностью аппаратуры АИНК-89С является временной режим работы генератора нейтронов с паузой 2000 мкс между высокочастотными цугами нейтронных вспышек. Это позволяет измерять как короткую (скважинную), так и длинную (пластовую) составляющую кривой временного распределения регистрируемого гамма-излучения радиационного захвата нейтронов и с минимальной погрешностью определять макроскопическое сечение захвата тепловых нейтронов в породе (важный параметр, существенно повышающий информативность ядерной спектрометрии).

Одним из преимуществ АИНК-89С является выполненное на высоком профессиональном уровне программно-методическое обеспечение (ПО). Без преувеличения, по ряду характеристик это ПО можно считать одним из лучших в России и за рубежом. Оно включает программы контроля и управления процессом каротажа, обработки и геофизической интерпретации результатов измерений, метрологическое обеспечение, состоящее из набора стандартных спектров и зависимостей, получаемых в результате физического и математического моделирования и необходимых для корректного получения геофизических параметров с учетом влияния условий измерений.

Двухзондовый вариант ИНГКС-2-73, кроме вышеперечисленных особенностей, обеспечивает введение в анализ пространственных координат исследуемых объектов. Измерения двумя детекторами, расположенными на разном расстоянии от источника нейтронов, позволяет существенно повысить достоверность регистрируемых геофизических параметров, в том числе за счет контроля влияния технических условий измерений в скважине.

Применяемые генераторы нейтронов и новый тип детекторов на основе кристалла $LaBr_3$ с более высоким разрешением благоприятно сказываются на режимах измерений, производительности работ, физической корректности получаемых временных и энергетических спектров.

Преимущества аппаратуры ИНГКС-2-73 в геологическом аспекте заключаются в существенном повышении числа и качества получаемых геофизических параметров, применяемых для количественной интерпретации. Высокое энергетическое разрешение детекторов способствует более точному элементному анализу исследуемых пород. Измерения на двух зондах позволяют определить пористость пород, получить дополнительные интегральные функционалы, связанные с флюидальным составом порового пространства. В одном приборе фактически реализованы спектрометрическая и интегральная модификации ИНГК.

Габариты аппаратуры позволяют применять ее в условиях, недоступных для большинства спектрометрических приборов, – при исследованиях в «хвостовиках», в боковых стволах скважин, в скважинах и колоннах малого диаметра.

При подведении итогов цикла исследований комплексом ЯФМ обычно условно оценивается количество положительных соответствий результатов каротажа и испытаний. В терригенных коллекторах с пористостью, превышающей 15%, эта цифра (при соблюдении соответст-

вующих требований к технологии выполнения ЯФМ) изменяется в пределах 80-90% (выборка – не менее 100 скважин). В низкопоровых карбонатно-терригенных породах та же цифра условно достигает 80%.

Существует также оценка экономической эффективности ЯФМ, проводимая по результатам достаточного объема исследований на конкретном объекте (месторождении). Данные обобщаются непосредственными потребителями геофизических услуг.

Таким образом, комплекс ЯФМ, являющийся практически единственным способом определения в обсаженных скважинах геологических параметров пород и флюидов, позволяет решать большое количество промысловых и геологоразведочных задач:

– приобщение и возврат на другие объекты эксплуатации;
– выбор интервала перфорации нового объекта;
– прогнозная характеристика новых объектов разработки по общему и фазовому объему притока;
– оценка положения межфлюидальных контактов;
– определение невыработанных интервалов пластов;
– оценка степени и характера заводнения пластов;
– площадной анализ и дифференциация участков залежи по степени выработанности запасов;
– мониторинг и оптимизация процесса разработки объектов;
– уточнение постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения;
– открытие и разведка пропущенных залежей;
– расширение контуров нефтегазоносности разведанных залежей;
– переоценка запасов;
– исследование открытых стволов поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин для получения данных об элементном составе горных пород.

Таблица 3

Примерная литологическая характеристика и минеральный состав горных пород и флюидов

Регион	Возраст продуктивных отложений	Литология	Минеральный состав скелета коллекторов и примеси	Тип цемента коллекторов	Минеральный состав цемента коллекторов	Основные типы коллекторов	Минерализация пластовых вод, г/л NaCl	Углеводороды в коллекторах
Западная Сибирь	мел, юра, триас, пермь, палеозой	песчаники, алевролиты, аргиллиты	кварц, полевые шпаты, каолинит, хлориты, гидрослюды, угли, пириты	глинистый, карбонатный	каолинит, хлориты, гидрослюды, кальцит, доломит	поровый	до 50	газ, конденсат, нефть
Север европейской части России	пермь, карбон, девон	песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки, доломиты	кварц, полевые шпаты, каолинит, хлориты, гидрослюды, кальцит, доломит, сульфаты	глинистый, карбонатный	каолинит, хлориты, гидрослюды, кальцит, доломит	поровый, трещинно-каверновый	до 250	газ, конденсат, нефть, битумы
Волго-Уральская провинция	пермь, карбон, девон	песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки, доломиты	кварц, полевые шпаты, каолинит, хлориты, гидрослюды, кальциты, доломиты, сульфаты	глинистый, карбонатный	каолинит, хлориты, гидрослюды, кальцит, доломит	поровый, трещинный	до 250	газ, конденсат, нефть, битумы

Таблица 4

Примерные технические условия в скважинах
(по результатам обобщения выполненных исследований ЯФМ)

Технические факторы	**АИНК – 89С**	**ИНГКС-2-73**	**Σа**
Номинальный диаметр скважины, мм	190-300	124-300	124-350
Количество обсадных колонн	1-**2**	1-**2**	1-**2**
Тип жидкости в скважине	любой	любой	любой
Плотность жидкости в скважине, г/см^3	0-2	0-2	0-2
Минерализация жидкости в скважине, г(NaCl)/л	0-300	0-300	0-300
Температура в скважине, ˚С	до 120	до 120	до 120
Давление в скважине, МПа	0-150	0-150	0-150
Материал обсадной колонны	любой	любой	любой
Радиогеохимическая аномалия, мкР/ч	0-200	0-200	0-200

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана П.З.Мамедов

© Г.Г.Яценко, 2014

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ОЦЕНОК ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА ПОРОД И ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Г.Г.Яценко

ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика»
170034, Россия, г.Тверь, просп.Чайковского,28/2, офис 22

Акцентируется внимание на необходимости надежных и достоверных количественных оценок вещественного состава пород-коллекторов, особенно в карбонатных разрезах, поскольку от этого напрямую зависят точность и достоверность определения емкостных характеристик коллекторов и параметров их насыщенности. Показана возможность решения этих задач по данным спектрометрических ЯФМ ГИС. Приведены примеры сравнения результатов интерпретации данных спектрометрических ЯФМ ГИС с данными керна для терригенного и карбонатного разрезов, а также некоторые примеры их применения при подсчетах (пересчетах) запасов УВС. Перечислены трудноразрешимые для обычных методов ГИС проблемы изучения сложных объектов, являющихся весомым потенциалом прироста УВ. Высказана перспективность проведения на таких объектах опытно-методических работ с применением ЯФМ исследований.

Конечным результатом интерпретации данных спектрометрических ядерно-физических методов геофизических исследований в скважинах (ЯФМ ГИС), включающих углерод-кислородный (С/О) каротаж, является построение объемной многокомпонентной модели горной породы и емкостного (порового) пространства разреза с характеристикой насыщенности пластов (начальной и текущей) и прогнозом состава притока.

Важно особо подчеркнуть, что результаты интерпретации данных ЯФМ ГИС не зависят от минерализации пластовых флюидов, поэтому эти методы можно применять для оценки $К_Н$ пластов с низкой и неизвестной минерализацией флюидов, что для обычных методов ГИС является весьма трудной, а иногда и неразрешимой задачей.

Вопросы методики комплексной интерпретации данных ЯФМ ГИС (выделение интервалов, обладающих коллекторскими свойствами, оценка вещественного состава пород с расчетом объемных содержаний макрокомпонентов породы, определение общей пористости и ее составляющих, расчет массовой и объемной глинистости, определение компонентов флюидальной модели, локализация интервалов обводнений, в том числе с неопределенной минерализацией, оценка достоверности определения характеристик пластов) достаточно полно отражены в «Методических рекомендациях по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенных пород-коллекторов в обсаженных скважинах», согласованных с ГКЗ Роснедра и изданных в 2006 году.

В связи с этим методики количественных оценок вещественного состава и характеристик пластов здесь рассматриваться не будут, а основное внимание будет уделено некоторым результатам их применения на конкретных объектах.

Физические основы спектрометрических ЯФМ ГИС при соблюдении требуемой технологии проведения скважинных исследований, выполнении требований к условиям измерений и наличии соответствующего метрологического обеспечения позволяют давать достаточно надежные и достоверные количественные оценки вещественного состава пород и характеристик продуктивных пластов ($h_{эф}$, $К_П$, $К_Н$, $К_{ВО}$, $К_{НО}$, $К_{выт}$), являющихся основными подсчетными параметрами при подсчете запасов углеводородов.

Достоверность определяемых по данным спектрометрических ЯФМ ГИС параметров подтверждается сопоставлением их с данными керна (рис.1). Видна очень хорошая сходимость по всем без исключения разнообразным сопоставляемым параметрам.

Опыт рассмотрения в ГКЗ оперативных подсчетов (пересчетов) запасов УВС показывает, что из-за ограниченности применяемого комплекса ГИС в открытом стволе определение $К_П$ авторы проводят по одному из имеющихся методов. В карбонатных разрезах это чаще всего РК (ГК+НГК). Незнание вещественного состава пород в таких случаях может приводить к суще-

ственным погрешностям определяемых величин $К_П$, а соответственно, и $К_Н$.

На представленном рис.2 приведен такой пример по одному из месторождений Оренбургской области.

Скважина 4504 Сорочинско-Никольского ГНМ, пласт $О_5$. В интервале 2224-2231 м пласт по литологии неоднороден. Верхняя его часть по данным ЯФМ – это известняки и доломиты в соотношении примерно 50:50%, нижняя часть – 90% доломиты. Авторы оперативного пересчета 2008 года использовали значения $К_П$ из оперативного заключения специалистов Оренбургнефтегеофизики (ОНГФ), которые определяли $К_П$ по $\Delta J_{нгк}$. Для верхней части она равна 10%, для нижней – 11%. По данным ЯФМ $К_П$ верхней части ~9%, нижней – 8%. Как видим, для верхней части значения $К_П$ почти совпадают. Разница для нижней части составляет 2%. У авторов $К_П$ завышено, по нашему мнению, за счет неучета значительного изменения литологии в нижней части пласта. По представленным на рисунке ниже палеткам это отчетливо видно. Только по одному методу НГК-60, которым располагали интерпретаторы ОНГФ при определении $К_П$, учесть это не представляется возможным.

Следует отметить, что вещественный состав пород одного и того же пласта по латерали залежи не всегда выдерживается, особенно в карбонатных разрезах.

Так, например, на Львовском куполе Сорочинско-Никольского НГМ по данным ЯФМ пласты $О_2$ и $О_5$ представлены известняками и доломитами в разных соотношениях по разным скважинам. По пласту $О_2$ содержание доломита изменяется в пределах от 47-50% (скважины 374, 324) до 75-84% (скважины 425, 372), по пласту $О_5$ – от 50% (скв. 371) до 90-94% (скважины 4504, 522). По ряду скважин для пласта $О_5$ характерно увеличение доломитизации в нижней части пласта.

Каких-либо закономерностей изменения вещественного состава пород пластов $О_2$ и $О_5$ по площади залежей не выявлено. Возможно, для подобного анализа количество скважин еще недостаточно. Из более чем 100 скважин, пробуренных на Львовском куполе, ЯФМ исследования в отложениях пластов $О_2$ и $О_5$ выполнены только примерно в 10% скважин.

Как видно из приведенных выше примеров сравнения результатов интерпретации данных спектрометрических ЯФМ ГИС с данными исследования керна, весьма значительный объем параметров, получаемых по данным ядерной спектрометрии, превращает ЯФМ ГИС в своеобразную «петрофизическую лабораторию на кабеле». Практические результаты (а это уже сотни тысяч скважин в различных регионах РФ) показывают высокую эффективность и достоверность компьютеризированных технологий и методик интерпретации ЯФМ ГИС в различных геолого-технических условиях, что делает реальной основу их применения при подсчете запасов углеводородов.

Естественно, не все вопросы использования данных ЯФМ ГИС при подсчете запасов на сегодня решены на должном уровне. Требуется определенная доработка и формализация методики выделения коллекторов и определения эффективных толщин. Этим вопросом занимаются сейчас специалисты НПЦ «Тверьгеофизика».

Говоря о подсчете запасов УВС, следует отметить, что в последние десятилетия основные подсчетные параметры ($h_{эф}$, $К_П$, $К_{НГ}$) авторы подсчетов определяют исключительно по данным ГИС, выполняемых в открытом стволе или сразу после обсадки (РК).

Результаты анализов керна и испытаний используются в основном для настройки и обоснования алгоритмов интерпретации данных ГИС и оценки достоверности определяемых при этом параметров.

Недостающие для этих целей объемы информации по керну и испытаниям могут восполнить данные ЯФМ исследований, что следует из всего вышеизложенного.

Следует обратить внимание на то, что при подсчете запасов для обычных методов ГИС существует ряд пока трудноразрешимых проблем геологического плана, связанных с изучением сложных объектов.

К сложным для изучения объектам можно отнести:

- В терригенных отложениях:
  - микрослоистые разрезы (толщины прослоев песчано-алевролитовых пород исчисляются миллиметрами, отсюда проблемы их выделения и оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);
  - тонкослоистые разрезы (толщины прослоев до десятков сантиметров, проблемы оценки удельного электрического сопротивления и ФЕС);
  - «низкоомные» продуктивные пласты, в том числе с развитой внутризерновой пористостью (высокие Кво – до 70-80%, отсюда

проблемы «продукт-вода»);
- глинистые калий-полевошпатовые песчано-алевролитовые породы (проблемы оценки Кгл, а значит и ФЕС);
- газоносные песчаники с высокими Кп, Кг, ρпл (влияние газа на акустический каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж, нейтронный каротаж (НК), отсюда проблемы оценки Кп и Кгл);

- В карбонатных отложениях:
  - коллекторы трещинного типа (проблемы выделения и оценки параметров);
  - низкопоровые разности (проблемы коллектор-неколлектор);
  - породы с каверновой емкостью (проблемы изучения керна – нужны образцы большого размера; проблемы выделения коллекторов по ГИС, оценки их Кп и Кнг, т.к. нет связи ρп с Кп и с Кв);
  - наличие бора или других элементов с высоким сечением захвата нейтронов (проблемы оценки Кп по НК);
  - Битумизированные и солесодержащие коллекторы (проблемы выделения и оценки коллекторов);
  - Породы фундамента (сложный петрологический состав и структура емкостного пространства, отсюда проблемы выделения коллекторов и оценки их ФЕС);
- Сложные флюидальные системы:
  - залежи с газоводяным контактом (ГВК1 и ГВК2), газонефтяным контактом (ГНК1 и ГНК2);
  - различие в минерализации внутриконтурных и законтурных вод, изменение минерализации по высоте залежи и по латерали;
  - «висячие» и «корытообразные» нефтяные залежи, удерживаемые квазиколлекторами.

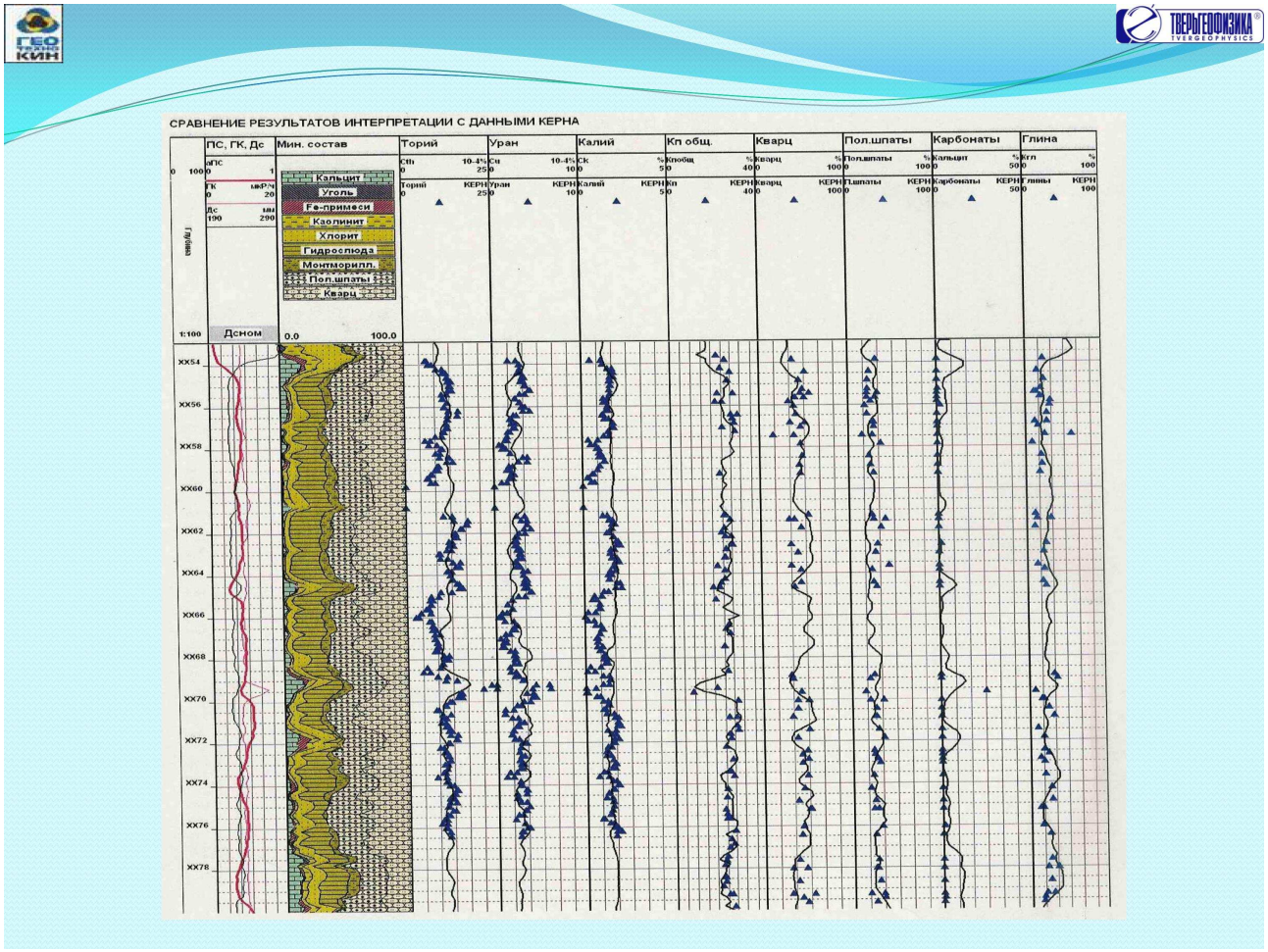


Рис. 1. Сравнение результатов интерпретации с данными керна

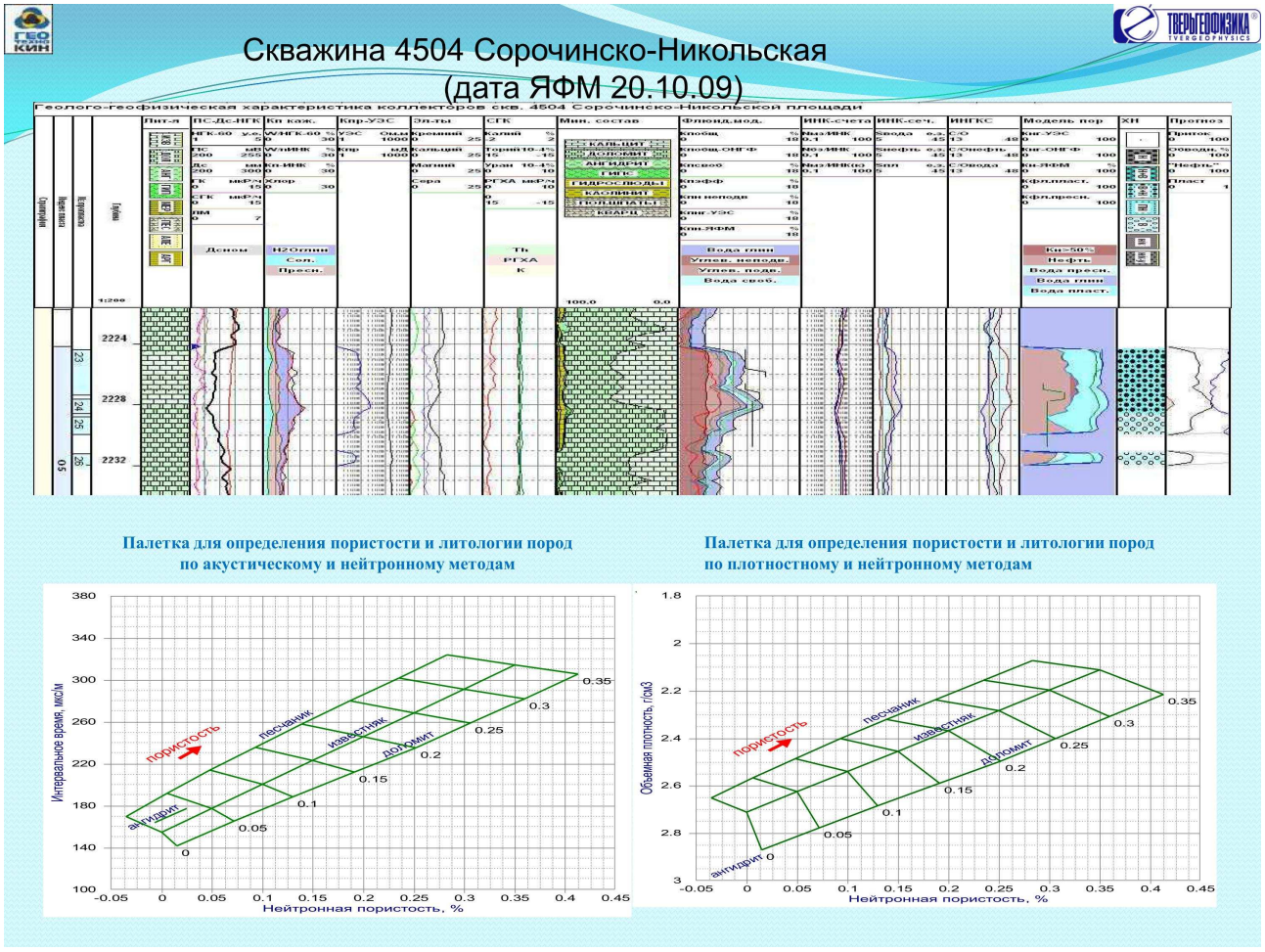


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика коллекторов скв.4504 Сорочинско-Никольской площади

На решение проблем, связанных с изучением указанных сложных объектов, недропользователям и научным коллективам надо обратить особое внимание, поскольку такие объекты являются весомым потенциалом прироста углеводородов.

Методическое обеспечение оценки емкостных и эксплуатационных характеристик таких объектов так и не выведено на должный уровень.

С этой целью перспективно, на наш взгляд, будет проведение на таких объектах специальных опытно-методических работ с применением ЯФМ исследований.

ЛИТЕРАТУРА

ЕНИКЕЕВА, Ф.Х., ЖУРАВЛЕВ, Б.К., ТРОПИН, А.Н., ЧЕРМЕНСКИЙ, В.Г. 2002. Опыт промышленного применения С/О-каротажа. Проблема оценки достоверности получаемых данных. *НТВ "Каротажник"*, 100, 224-236.

ПЕТЕРСИЛЬЕ, В.И., ЯЦЕНКО, Г.Г. (под ред.) 2006. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород коллекторов в обсаженных скважинах. ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». Москва-Тверь.

СОЛОХИН, В.Ю., ШАЙМАРДАНОВ, А.Ф., ЯЦЕНКО, Г.Г., ЕНИКЕЕВА, Ф.Х., МАГАДОВА, Л.А., ДАВЛЕТОВ, З.Р., ЮРКОВ, Д.И., БОГОЛЮБОВ, Е.П., МИЛЛЕР, В.В., КОПЫЛОВ, С.И. 2013. Аппаратурно-методический комплекс нового поколения многопарамерического радиоактивного каротажа – инструмент в решении задач повышения эффективности кислотных обработок скважин. *Каротажник,* 9(231).

Рецензент: д.т.н. В.М.Сеидов

© Г.М.Эфендиев, М.К.Каражанова, А.С.Амиров, Т.М.Кадырова, 2014

ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ СОСТАВОМ И УСЛОВИЯМИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ, ПРИВОДЯЩИХ К ОТКАЗАМ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Г.М.Эфендиев[1], М.К.Каражанова[2], А.С.Амиров[1], Т.М.Кадырова[1]

1 – *Институт геологии и геофизики НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 119
2 – *Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова*
Казахстан, 130000, г.Актау, 32 мкрн.

В статье изложены результаты исследований состава и структуры механических примесей, влияющих на работу электроцентробежных насосов. На примере скважин некоторых месторождений Казахстана с помощью физических методов показана эффективность использования полученных результатов для анализа причин отказов электроцентробежных насосов.

Введение. Как известно, в скважине насос находится под воздействием многих факторов, отрицательно влияющих на его работу. В последнее время данный вопрос стал привлекать интерес многочисленных исследователей, отмечающих роль тех или иных факторов, способствующих отказам электроцентробежных насосов (ЭЦН). Среди этих факторов в большинстве работ в качестве одной из главных причин выделяется наличие механических примесей. В частности, как отмечается в работе (Игнатьев, 2011), среди причин отказов скважинных насосных установок механические примеси занимают порядка 54%, а вместе с отложениями солей — 65%. Для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири механические примеси составляют 35-50% от общего числа основных причин отказов глубинных насосов, тогда как коррозия – 20-25%, а солеобразование – 15-20% (Бахтизин, Смольников, 2012).

Результаты исследований, проанализированных нами на примере скважин месторождений Казахстана, также подтвердили отмеченный факт. В этих условиях основной причиной отказов насосов являются наличие механических примесей и солеотложений, что составляет для рассмотренных скважин около 38%, далее – повреждение электрокабеля (23%) и другие. В частности, на месторождении Каракудук динамика отказов глубиннонасосного оборудования за текущий год по причине влияния механических примесей составляет практически половину (47%) от общего числа отказов с наработкой до 365 суток. В основном отказы глубинных насосов происходят по причине выхода из строя самого насоса и кабеля вследствие засорения рабочих органов и забивания фильтров механическими примесями. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы глубиннонасосного оборудования. Было выявлено, что сравнительно крупные механические примеси, скапливаясь довольно быстро внутри насоса, вызывают его заклинивание, а рассеянные мелкие механические примеси, проходя через ЭЦН, вызывают чрезмерную вибрацию и повышенный износ металла, все это приводит к отказам насосов. Влияние состава (наличие абразивных частиц) механических примесей требует тщательного изучения, что в свою очередь обуславливает важность проведения исследований по изучению влияния состава и объёма механических примесей на процесс изнашивания и выхода из строя отдельных деталей насоса.

Цель исследований. Исходя из отмеченного, целью настоящей статьи является проведение комплексных исследований состава и свойств механических примесей, накапливающихся на рабочих органах ЭЦН при эксплуатации скважин. Объектом исследований являются скважины месторождения Каракудук (Казахстан).

Методы исследований. Как известно, в процессе добычи нефти во внутрискважинном оборудовании и в промысловых коммуникациях происходит накопление различных механических примесей, которые в большинстве случаев являются причинами различных осложнений и отказов. Для выбора наиболее эффективного способа защиты необходимо иметь представление о структуре и происхождении осадков, ко-

личественном составе и размерах составляющих их частиц. Достоверность результатов стандартных определений химического состава образцов повышается в случае дополнительного использования следующих физических методов (Конопелько и др., 2009):

– метод рентгеноструктурного анализа;
– метод энергодисперсионного (ЭД) микроанализа.

В связи с этим в настоящей статье рассмотрен комплексный подход к анализу отложений, отобранных с рабочих органов электроцентробежного насоса из скважин, эксплуатирующих пласты юрских отложений месторождения Каракудук.

Образцы, имеющие резкий запах, представлены вязкой массой тёмно-коричневого цвета с включениями твёрдых частиц. Проведены исследования выделенных из образца твёрдых включений рентгеноструктурным методом с помощью рентгеновского дифрактометра общего назначения Rigaku Miniflex-600. Данные исследования проводились в аналитическом центре Института геологии НАН Азербайджана.

Принцип действия подобных приборов основан на дифракции потока рентгеновских лучей от атомных плоскостей кристаллической решётки исследуемого вещества с регистрацией интенсивности дифрагированного излучения в зависимости от двойного угла дифракции.

Результаты исследований. Поскольку соединения, входящие в состав образца, имеют неодинаковую структуру, дифракционная картина характеризуется разнообразием комплекса рефлексов и соотношений их интенсивности. В общем случае на дифрактограммах наблюдаются пики, которые сравниваются с данными из рентгенометрической картотеки PDFMaint. В связи с тем, что образцы отобраны из различных горизонтов, картина на дифрактограммах различная, т.е. по своему составу механические примеси отличаются.

Так, идентификация пиков на дифрактограммах (рис.1), полученных при исследовании большинства образцов, отобранных из горизонтов юры (Ю-1) месторождения Каракудук, с данными из рентгенометрической картотеки позволяет предположить, что исследуемые образцы в основном представлены по составу таким образом, что невозможно в данном случае указать на преимущественное наличие каких-либо соединений. Регистрируемый высокий фон и отсутствие ярко выраженных пиков, плавный, монотонный характер дифрактограммы (рис.1а) для этих образцов указывают на наличие в образце рентгеноаморфного вещества с достаточно большим количеством соединений железа.

Однако пики на дифрактограмме (рис.1б), полученной при исследовании некоторых образцов горизонтов Ю-1 и Ю-1/Ю-2 месторождения Каракудук, показали наличие в механических примесях в большинстве своём хлоридов, в частности, хлористого натрия (NaCl), гидрата хлорида магния ($MgCl_2 \cdot 2H_2O$), хлорита кальция ($Ca(ClO_2)_2$, а также оксидов кальция, стронция, алюминия ($CaSr_2Al_2O_6$).

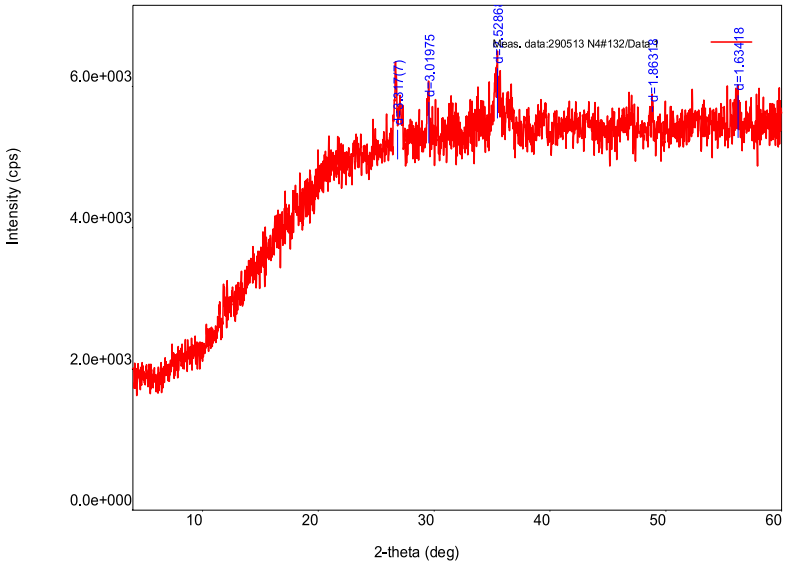
С помощью растрового электронного микроскопа JEOL JSM-6390A получены изображения поверхности материала образцов с большим разрешением, а также выполнено фрагментарное сканирование выделенных из образцов твёрдых включений.

Принцип действия микроскопа основан на зондировании поверхности исследуемого образца тонко сфокусированным управляемым электронным лучом в условиях высокого вакуума. В зависимости от состава материала и его структуры под воздействием электронов пучка возникает вторичное излучение с характерным спектром, соответствующим набору элементов, присутствующих в образце. Результаты энергодисперсионного анализа вторичного квантового излучения представляются в виде спектрограммы (рис.2). По интенсивности линии спектра определяются концентрации элементов.

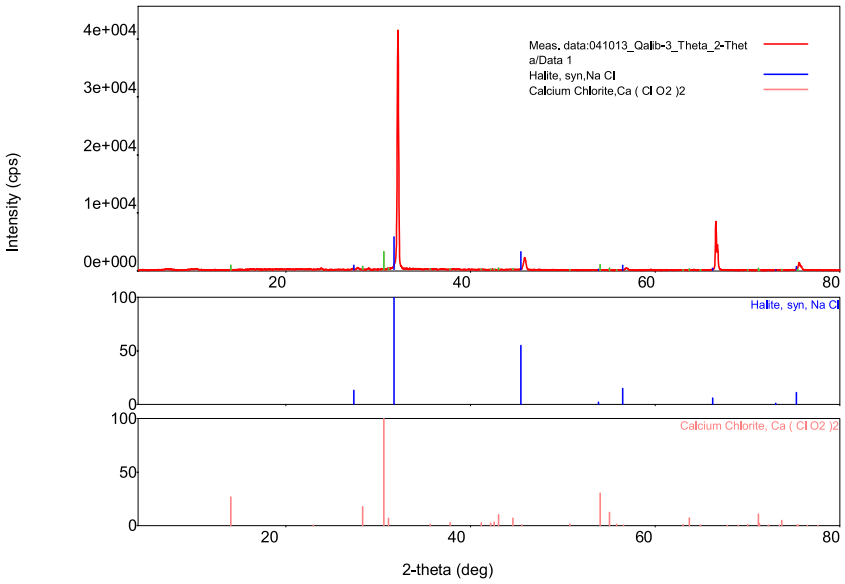
На основании результатов исследований образцов физическими методами можно утверждать, что они представляют собой разнородную смесь кварца (7,1-82,6%), полевого шпата (4,1-6,6%), доломита (3,1-4,5%), гематита (1,5-71,1%), ангидрита (3,5%), кальцита (4,9-83,7%) с примесью хлоридов и глин (5%) (табл. и рис.3). На рис. 3 представлено распределение минералогического состава исследуемых отложений месторождения Каракудук. Всего проанализировано 6 локальных проб, в двух остальных пробах преобладают в основном хлориды.

Как видно из рис. 3, в составе механических примесей обнаружены минералы, обладающие абразивной способностью, такие как кварц, полевые шпаты. Свойства осадка, как известно, определяются совокупностью множества физико-химических факторов, связанных с геологическими условиями залегания залежи, техногенными явлениями и особенностями экс-

плуатации месторождения. Наличие в пробах карбонатных и сульфатных солей кальция, а также хлоридов натрия обусловлено главным образом химическим составом попутной воды и растворённого газа. Главным источником солей является пластовая вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены подземные и наземные оборудования скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции. Отложения хлорида натрия при добыче нефти встречаются на месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами. Пластовые воды продуктивных горизонтов месторождения Каракудук относятся к крепким рассолам хлоркальциевого типа с плотностью 1130-1150 кг/м^3 и соответствующей этому суммарной минерализацией 196-247 г/л.



а)



б)

Рис. 1. Дифрактограммы, полученные при исследовании образцов механических примесей (месторождение Каракудук):

а) месторождение Каракудук, горизонт Ю-1,

б) горизонты Ю-1 и Ю-2

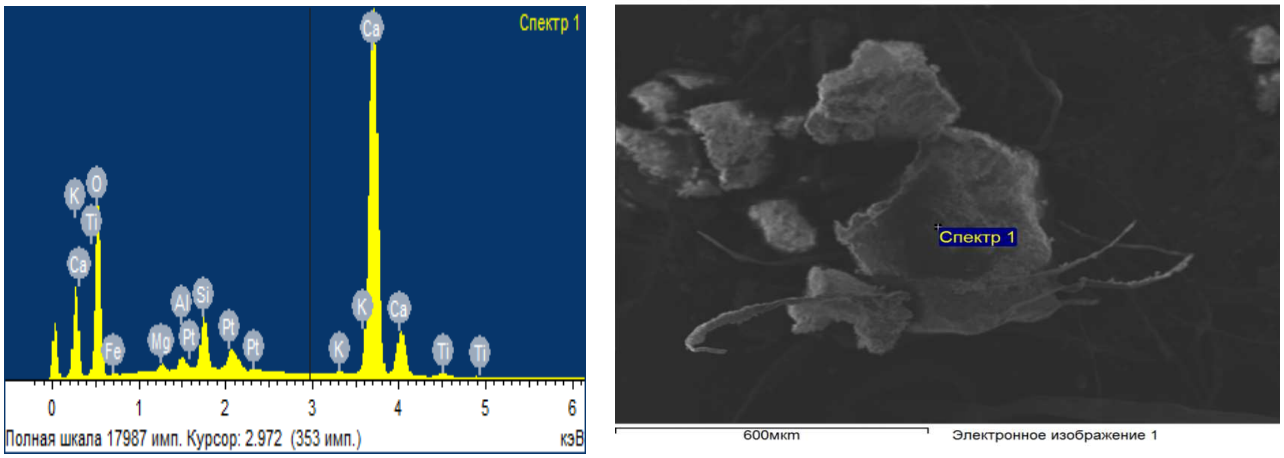


Рис. 2. Спектрограммы образцов механических примесей

Минералогический состав механических примесей (в %)

№ об-разца	SiO_2 (α - кварц)	Поле-вой шпат	Глина	$CaCO_3$ (Кальцит)	$CaMg(CO_3)_2$ (Доломит)	Fe_2O_3 (Гематит)	$CaSO_4$	$CaCl_2$	NaCl
1	7,1	-	3,2	83,7	4,5	1,5	-	-	-
2	82,6	4,8	5,3	-	-	1,0	3,5	2,8	-
3	50,7	6,6	4,9	15,8	3,7	15,8	-	-	2,5
4	6,2	4,1	5,7	4,9	3,1	71,1	-	2,2	2,7

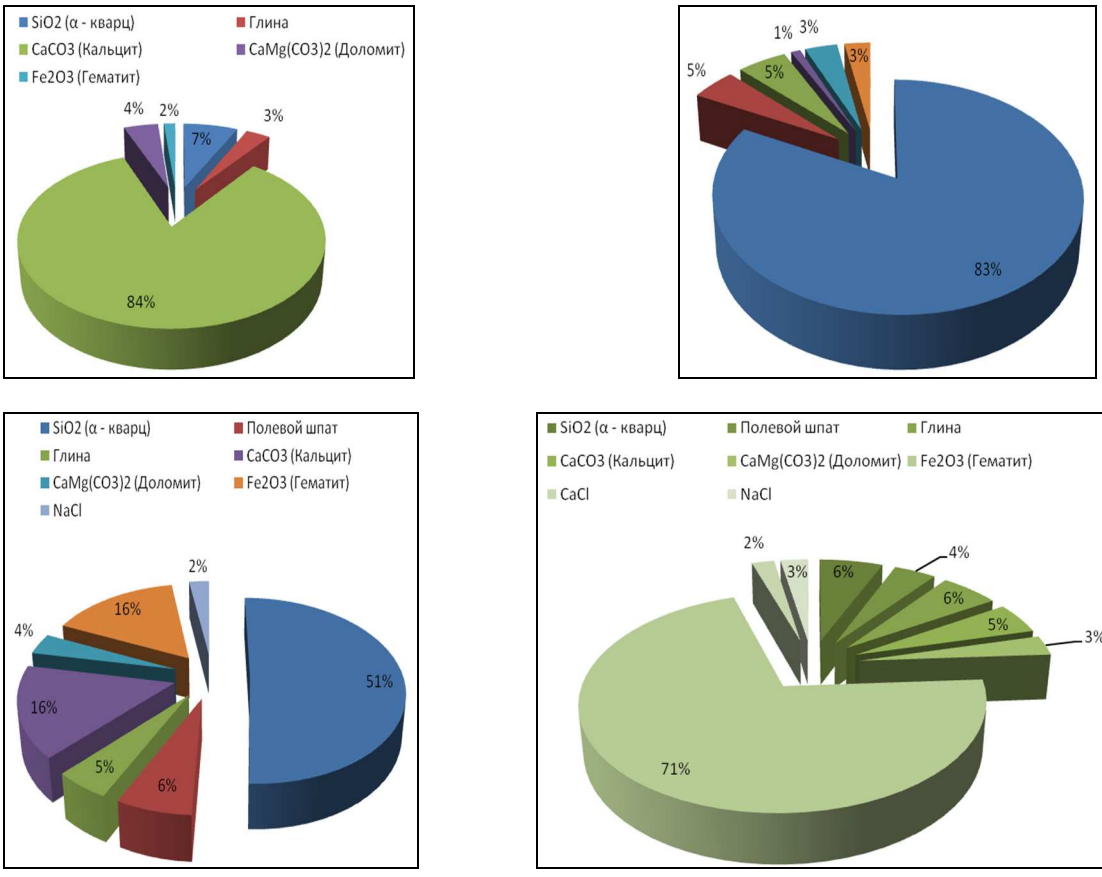


Рис. 3. Минералогический состав механических примесей

При выводе скважины в режим после глушения также возможно интенсивное солеобразование. В начальный момент вывода, при преобладании в смеси раствора глушения над пластовой водой, интенсивность осадкообразования небольшая. Увеличение содержания пластовой воды в смеси способствует осадкообразованию. При глушении скважины раствором хлористого кальция ее вывод в режим сопровождается интенсивным осадкообразованием, что обусловлено увеличением содержания в смеси ионов кальция и снижением содержания растворенного CO_2. Осадкообразование будет протекать и при глушении скважин раствором хлористого натрия, хотя и менее интенсивно. В этом случае выпадение карбоната кальция связано только со снижением содержания растворенного в воде CO_2 (Чернова и др., 2007).

В настоящее время на рассматриваемом месторождении при глушении скважин применяют водный раствор хлорида кальция, для интенсификации притока и глубокой очистки призабойной зоны – раствор, насыщенный хлоридом натрия, гидрофобизаторы на основе хлорида – для облегчения плотности жидкости (последние 2 пробы взяты из тех скважин, в которых провели ремонт, поэтому, видимо, в них много хлоридов). Кроме того, к образованию хлоридов могут привести также и мероприятия, связанные с закачкой соляной кислоты при обработке призабойной зоны скважин.

Кислотные обработки под давлением способствуют созданию окислительной обстановки в удалённой от скважины части пласта. В сочетании с коррозионными процессами это усиливает процесс образования и осаждения на насосном оборудовании сложного продукта – шлама. На сегодняшний день по свидетельству литературных источников эффективных способов предотвращения такого типа загрязнений, включая применение противошламовых реагентов, нет.

Выводы

1. Исследуемые образцы проб, отобранных из разных месторождений и горизонтов, представлены различным составом. Так, в пробах, отобранных из горизонта Ю-1 месторождения Каракудук, невозможно указать на преимущественное наличие каких-либо соединений ввиду плавного, монотонного характера дифрактограмм. Анализ показывает в данном случае лишь наличие рентгеноаморфного вещества с достаточно большим количеством соединений железа.
2. Составы проб горизонтов Ю-1/Ю-2 (наличие хлоридов) хорошо согласуются с характером дефектов, обнаруженных на отдельных деталях насосов (механический износ, коррозия).
3. В целом, во всех проанализированных пробах наблюдаются твердые включения в объеме их осадков на рабочих органах ЭЦН, характеризующиеся сложным составом.
4. По своему составу и содержанию механические примеси наряду с другими факторами являются одними из главных причин изнашивания рабочих органов насосов. Необходимо регулярно проводить более расширенные комплексные исследования состава и свойств механических примесей с целью изучения их влияния на показатели надёжности оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

БАХТИЗИН, Р.Н., СМОЛЬНИКОВ, Р.Н. 2012. Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей. Электронный научный журнал *Нефтегазовое дело*, 5, 159-170.

ИГНАТЬЕВ, М. 2011. Осложняющие осложнения. *Нефтегазовая вертикаль*, 13-14, Москва, 102-106.

КОНОПЕЛЬКО, А.Ю., ОЛЬХОВСКАЯ, В.А., ПЕСКОВ, А.В., ГРИТЧИНА, В.В. 2009. Рентгеноструктурная диагностика и энергодисперсионный микроанализ неуглеводородных отложений в скважинном оборудовании. *В трудах VI Международной научно-практической конференции.* 14-16 октября. Нефтегазовые технологии. Самара. 175-179.

ЧЕРНОВА, К.В., АПТЫКАЕВ, Г.А., ШАЙДАКОВ, В.В. 2007. Эксплуатация глубинных электроцентробежных насосных установок в условиях интенсивного солеотложения. *Современные наукоемкие технологии*, 10, Москва, 28-32.

Рецензент: д.т.н. И.А.Габибов

ГЕОГРАФИЯ

© M.A.Abduyev, 2014

HİDROLOJİ MÜŞAHİDƏ MƏLUMATLARI OLMAYAN ÇAYLARDA AXIM SIRALARININ BƏRPA METODİKASI (MUXAXÇAYIN TİMSALINDA)

M.A.Abduyev

Azərbaycan MEA akad. H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H.Cavid prosp., 115

Su sərfi üzərində stasionar müşahidələr aparılmayan Muxaxçayın çoxillik orta aylıq və orta illik su sərfləri Kürmükçayın sərf məlumatlarına əsasən bərpa olunaraq, 30 illik (1976-2005) sərf sırası alınmışdır. Hidroloji müşahidələr aparılmayan Muxaxçayın orta illik su sərflərini tapmaq üçün riyazi ifadə təklif olunmuşdur. Sabunçı kəndində Muxaxçayın 1%-li maksimal sərfi qiymətləndirilmişdir.

Giriş

Dünyanın əksər ölkələrində olduğu kimi, Azərbaycan Respublikasında da müxtəlif sahələr üzrə su ehtiyatlarının rasional istifadə olunması aktual problem kimi həmişə diqqət mərkəzindədir. Respublikanın coğrafi vəziyyəti və suya olan tələbatın ildənilə artması bu problemi daha da dərinləşdirir. Azərbaycanın suya olan tələbatının ödənilməsində çaylar müstəsna əhəmiyyət kəsb edir.

Bununla belə, axımın ərazi və il ərzində qeyri-bərabər paylanması su ehtiyatlarından səmərəli istifadə olunmasında müəyyən çətinliklər yaradır.

Respublika iqtisadiyyatının və əhalisinin tələbatının ödənilməsi məqsədilə son 50 ildə Kür, Araz, Tərtər, Ağstafaçay, Əyriçay və s. çayların axımının tənzimlənməsi və paylanması üçün 50-dən çox su anbarı və hidrotexniki qurğu inşa edilərək istismara verilmişdir.

Respublikanın yüksələn iqtisadiyyatının müxtəlif sahələrinin gələcəkdə də su ilə etibarlı təminatı üçün yeni su anbarları və hidrotexniki qurğuların inşa olunması nəzərdə tutulur. Azərbaycan Respublikası Prezidentinin 21 oktyabr 2004-cü il sərəncamı ilə "Azərbaycan Respublikasında alternativ və bərpa olunan enerji mənbələrindən istifadə olunması" üzrə Dövlət Proqramı qəbul olunmuş və 16 noyabr 2009-cu ildə "Azərbaycan Respublikasında alternativ və bərpa olunan enerji mənbələrinin tətbiqilə bağlı əlavə tədbirlər haqqında" sərəncam imzalanmışdır. Qeyd olunan sərəncamların və "Regionların 2009-2013-cü illərdə sosial-iqtisadi inkişafı"na dair Dövlət Proqramının yerinə yetirilməsi məqsədilə respublikanın kiçik çaylarının, kanal və başqa su-axarlarının enerji potensiallarının mənimsənilməsi üzrə geniş işlər aparılır.

Ərazisinin 60%-i dağlıq sahələrdən ibarət olan Azərbaycan Respublikasında 8359 çay vardır və nəzəri baxımdan onların hidroenerji potensialı təqribən 40 mlrd kVt/s-dan çoxdur. Texniki hidroenerji potensialı isə 16 mlrd kVt/s səviyyəsindədir. Kiçik su-elektrik stansiyalarının iqtisadi cəhətdən səmərəli elektrik enerji potensialı təqribən 3-4 mlrd kVt/s təşkil edir (azerenerji.gov.az). Hidroenerji ehtiyatlarının istifadəsi bəzi ölkələrdə, o cümlədən Norveçdə 90%-dən, ABŞ və Kanadada 70-80%-dən yüksək olduğu halda, Azərbaycanda bu göstərici təqribən 10% səviyyəsindədir (azerenerji.gov.az).

Azərbaycanda ilk su-elektrik stansiyası (SES) hələ 1880-ci illərin əvvəllərində Gədəbəyin Qalakənd çayı üzərində Simens qardaşları tərəfindən mis istehsalını elektrik enerjisi ilə təmin etmək məqsədilə tikilmişdir. Gücü 77,28 kVt olan bu stansiya dünyada tikilən ilk stansiyalardan biri olmuşdur. Sonralar Azərbaycanda kiçik SES-lərin tikintisinə keçən əsrin 30-cu illərində başlanmışdır. 1928-ci ildə gücü 2760 kVt olan Çiçəkli (Zurnabad), 1936-cı ildə gücü 1660 kVt olan Şəki və gücü 1152 kVt olan Quba SES-ləri istismara verilmişdir. İkinci Dünya müharibəsindən sonrakı illərdə kənd təsərrüfatının elektrikləşdirilməsilə əlaqədar kiçik SES-lərin tikintisi daha böyük vüsət almışdır. Ümumiyyətlə, 1951-ci ildə respublikada 45 kiçik SES, o cümlədən gücü 50 kVt-a qədər olan 22 və 50 kVt-dan çox olan 23 stansiya fəaliyyət göstərmişdir. Bundan əlavə, 13 SES-nin tikintisinə başlanılmış, daha 3-nün tikilməsi isə nəzərdə tutulmuşdu. Beləliklə, respub-

likada 1928-1973-cü illərdə tikilmiş və ümumi gücü 36,7 MVt olan kiçik SES-lərin istehsal etdiyi elektrik enerjisi təxminən 167 min kVt/saat olmuşdur (azerenerji.gov.az). Daha sonralar böyük SES-lərin və İES-lərin tikilib istismara verilməsi və mərkəzləşdirilmiş enerji təchizatına keçilməsilə əlaqədar olaraq kiçik SES-lərin tikintisi dayandırılmışdır. Hidroenerji avadanlıqlarının köhnəlməsi və rentabelliyin aşağı düşməsilə əlaqədar 1950-1960-cı illərdə 22, 1964-1973-cü illərdə isə 17 kiçik SES ləğv edilmişdir.

Hazırda respublika üzrə çay sularının istifadə əmsalını yüksəltmək və enerji təminatının etibarlılığını artırmaq üçün kiçik SES-lərin tikintisi nəzərdə tutulur. Aparılmış ilkin tədqiqatların nəticələri göstərir ki, respublikada 294 kiçik su elektrik stansiyasının (KSES) inşa edilməsi mümkündür. Hazırda Şəmkirçay, Gilançay, Balakənçay, Qusarçay, Səngərçay, İstisuçay və s. çayların üzərində kiçik SES-lər tikilməkdədir. Yaxın gələcəkdə respublikamızda 36 KSES-nin, o cümlədən Şəki-Zaqatala iqtisadi rayonunda, Muxaxçayın üzərində KSES-nin tikilməsi planlaşdırılır.

Məlumdur ki, hər hansı bir hidrotexniki qurğunun tikintisi, ilk növbədə, çayların su ehtiyatlarının qiymətləndirilməsini tələb edir. Belə qiymətləndirilmə çayların üzərində qurulmuş hidroloji məntəqələrdə aparılmış stasionar müşahidə məlumatlarına əsaslanır. Ümumdünya Meteorologiya Təşkilatının məlumatına əsasən, dünyanın heç bir ölkəsində hidroloji məntəqələrin sayı optimal deyildir. Kanadada hər 7100 km^2-ə, Braziliyada – 6800 km^2-ə, Argentinada –3970 km^2-ə, ABŞ-də – 1200 km^2-ə, Fransada – 730 km^2-ə, Böyük Britaniyada – 480 km^2-ə, AFR-də – 140 km^2-ə bir müşahidə məntəqəsi düşdüyü halda, Azərbaycanda hər 540 km^2-ə 1 məntəqə düşür. Məntəqələrin belə yerləşdirilməsi hidrometeoroloji stansiyalar şəbəkəsinin planlaşdırılması və təşkilindəki mövcud çətinliklərlə izah olunur. Daha dolğun məlumatlar əldə etmək üçün məntəqələrin mümkün qədər müxtəlif təbii şəraitə malik olan sahələrdə yerləşdirilməsi məqsədəuyğundur. Məntəqələr hövzələrin relyefi, geoloji quruluşu, torpaq-bitki örtüyü, hidroqrafik və morfoloji xüsusiyyətləri müxtəlif olan landşaft tiplərinin sərhədində yerləşdirilməlidir (İmanov, Əliyeva, 2006).

Respublikanın hidrometeoroloji stansiyalar şəbəkəsi, təbii ki, bütün çayları əhatə etmir. Kiçik SES-lərin inşa edilməsi, üzərində stasionar müşahidə məntəqələri olmayan çayların da su ehtiyatlarının qiymətləndirlməsini tələb edir. Normativ sənədlərdə müşahidə məlumatları olmayan çayların su sərflərinin müəyyən olunmasına dair bəzi tövsiyələr olsa da, bunlar sifarişçi təşkilatların tələblərinə tam cavab vermir. Odur ki, hövzəsində heç vaxt stasionar müşahidələr aparılmayan çayların çoxillik dövr ərzində orta aylıq və orta illik su sərflərinin müəyyən olunması mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Böyük Qafqazın cənub yamacında Şəki-Zaqatala iqtisadi rayonunun ən böyük çaylarından biri Muxaxçaydır. Muxaxçay Qaraçayla Qaraağac çaylarının birləşməsindən əmələ gəlir və Qaraçay əsas çay qəbul edilir. Muxaxçayın mənbəyi 2800 m, mənsəbi isə 168 metr yüksəklikdə yerləşir. Hövzəsinin sahəsi 572 km^2, uzunluğu 56 km, hövzəsinin orta eni 10,2 km, orta yüksəkliyi 1112 metr, orta meyilliyi 47‰, hövzədə çay şəbəkəsinin sıxlığı 0,5 km/km^2-dir.

Çay hövzəsinin 42,5%-i (243 km^2) meşə ilə örtülüdür. Çayda stasionar müşahidələr aparılmadığından orta illik sərf təqribi hesablanaraq, 7,1 m^3/san qəbul edilmişdir (Məmmədov, 2002). Azərbaycan çaylarının orta illik axım həcminin müxtəlif təminatlı qiymətləri S.H.Rüstəmov və R.M.Qaşqay (Рустамов, Кашкай, 1989) tərəfindən hesablanaraq, Muxaxçayın orta illik axım həcmi (50% təminatlı) 297,7 mln m^3 qəbul edilmişdir ki, bu da 9,44 m^3/san-yə bərabərdir. Göründüyü kimi, çayın orta illik su sərfinin qiymətləndirilməsində birbirindən fərqli kəmiyyətlər alınmışdır.

Material və metodika

Muxaxçayın sərf sırasının bərpası Ekologiya və Təbii Sərvətlər Nazirliyi Milli Hidrometeorologiya Departamentinin 1976-2005-ci illər ərzində Kürmükçayın su sərfi üzərində apardığı stasionar müşahidə məlumatlarına əsasən yerinə yetirilmişdir. 1:25000 miqyaslı xəritədən Muxaxçayın Sabunçı kəndinədək olan hövzəsi hesablanaraq, axım modulunun ifadəsindən ($M=\frac{Q}{F}*1000$) çoxillik orta su sərfi tapılmışdır. Kürmükçayın orta illik su sərfləri ilə Muxaxçayın bərpa olunmuş orta illik su sərfləri arasında əlaqə qurularaq ($Q_m=f(Q_k)$ riyazi ifadəsi alınmışdır. Muxaxçayın Sabunçı kəndində 1%-li maksimal sərfi $\mathbf{Q_{P\%}=A_{1\%}\varphi H_{1\%}\delta\lambda_{P\%}F}$ düsturuna əsasən qiymətləndirilmişdir.

Burada $A_{1\%}$ – ani maksimal axım modulu olub, $A_{1\%}=q_{1\%}:\varphi H_{1\%}$ kimi tapılır. Yəni $A_{1\%}=1,71:68=0,025$; φ – axımın yığcamlıq əmsalıdır və 0,4-ə bərabərdir (Определение..., 1985). $H_{1\%}$ – sutkalıq maksimal yağıntı layı olub, Şəki-Zaqatala zonası üçün 170 mm qəbul edilmişdir (Материалы..., 1969). δ – hövzənin göllülük, bataqlıq əmsalı 1 qəbul edilmişdir. $\lambda_{P\%}$ – ani maksimal sərfdən illik maksimal sərfə keçid əmsalı, normativ sənədlərə görə (Определение..., 1985) 1 götürülmüşdür. F – hövzənin sahəsidir.

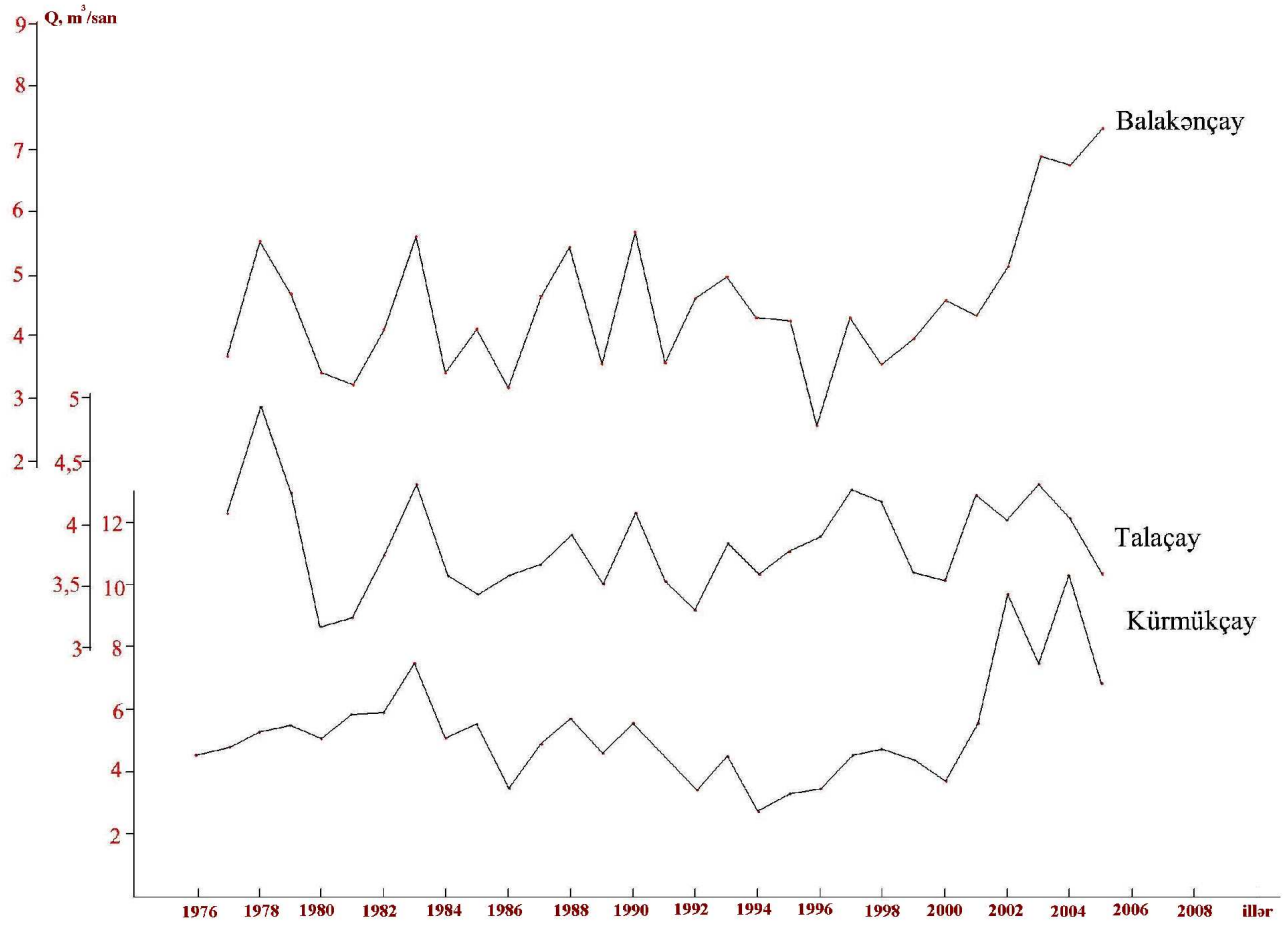
Tədqiqatın nəticələrinin müzakirəsi

İlin bütün aylarında sulu olan Muxaxçay kifayət qədər hidroenerji potensialına malikdir (3,0 MVt). Lakin orta aylıq və orta illik su sərfinin bəlli olmaması çay üzərində kiçik SES quraşdırılmasında çətinliklər yaradır. Bu çətinlikləri aradan qaldırmaq və Muxaxçayın orta aylıq və illik sərf sıralarını bərpa etmək məqsədilə aşağıdakı yanaşmalar edilmişdir:

1) 1:25000 miqyaslı xəritədən Muxaxçayda SES-nin quraşdırılması nəzərdə tutulan Sabunçı kəndinədək hövzənin sahəsi tapılmışdır (F=117 km^2). Hidroloji ədəbiyyatda (Рустамов, Кашкай, 1978) Muxaxçay hövzəsinin yerləşdiyi Böyük Qafqazın cənub yamacının yüksək dağlığında orta illik axım modulunun 45 l/san·km^2, dağ ətəyində (Qanıx-Əyriçay vadisində) isə 5 l/san·km^2 arasında dəyişdiyi göstərilir. Bunu nəzərə alaraq, Muxaxçay hövzəsi üçün axım modulunun orta qiymətini 25 l/san·km^2 qəbul etmək olar. Axım modulunun ifadəsindən ($M=\frac{Q}{F}*1000$) Muxaxçayın Sabunçı kəndində çoxillik orta su sərfi $Q=\frac{M*F}{1000}=\frac{25*117}{1000}$=2,93 m^3/san tapılmışdır.

2) Hövzələri eyni yamacda yerləşən Kürmükçay, Balakənçay və Talaçayda orta illik su sərflərinin 1977-2005-ci illərdəki gedişi qrafikləri qurulmaqla (1-ci şəkil) axımın sinxronluğu yoxlanılmışdır. Muxaxçay hövzəsinin Kürmükçay və Talaçay hövzələri arasında yerləşdiyini nəzərə alsaq, Muxaxçayın su sərflərinin gedişi bu çayların sərflərinin gedişinə uyğun olmalıdır.

3) Kürmükçayın çoxillik orta su sərfinə (5,30 m^3/san) görə Muxaxçayın çoxillik orta su sərfinin faiz nisbəti tapılmışdır. Müəyyən olunmuşdur ki, bərpa olunmuş sıraya əsasən, Muxaxçayın çoxillik orta su sərfi Kürmükçayın qeyd olunan kəmiyyətinin 55,3%-ni təşkil edir:



1-ci şəkil. Balakənçay, Talaçay və Kürmükçayda orta illik su sərflərinin xronoloji gedişi

5,30-100%

2,93-X% $X=\frac{2,93*100}{5,30}=55,3\%$

Tapılmış faizə görə Muxaxçayın orta illik su sərfləri müəyyən olunmuşdur. Belə ki, 1976-cı ildə Kürmükçayın orta illik su sərfi 4,54 m^3/san-dir. Onda həmin il üçün Muxaxçayın orta illik su sərfi $X=\frac{4,54*55,3}{100}=2,51$ m^3/san olacaqdır.

Digər illər üçün də Muxaxçayın Sabunçı kəndi yaxınlığında orta illik su sərfləri bu qayda ilə tapılmışdır.

4) Kürmükçayın aylıq sərflərinin orta illik sərflərin neçə faizini təşkil etdiyi müəyyən edilmişdir. Məsələn, 1976-cı ildə Kürmükçayın orta illik su sərfi 4,54 m^3/san, yanvar ayının orta su sərfi isə 1,40 m^3/san-dir. Bu sərf orta illik su sərfinin 30,83%-ni təşkil edir. Muxaxçayın 1976-cı ildəki orta illik su sərfinin 2,51 m^3/san olduğunu bilərək, həmin kəmiyyətin 30,83%-i yanvar ayının sərfini təşkil edəcəkdir. Yəni

$$X=\frac{2,51*30,83}{100}=0,77\ m^3/san$$

Kürmükçayda 1976-cı ilin fevral ayının su sərfi 0,92 m^3/san olub, orta illik su sərfinin

$X=\frac{0,92*100}{4,54}=20,26\%$-ni təşkil edir.

Muxaxçayın fevral ayındakı su sərfi isə

$X=\frac{2,51*20,26}{100}=0,51$ m^3/san olacaqdır.

Bu yolla Muxaxçayın digər aylar üçün də su sərfləri tapılaraq, Sabunçı kəndi yaxınlığında 1976-2005-ci illəri (30 il) əhatə edən sərf sıraları bərpa olunmuşdur (1-ci cədvəl).

1-ci cədvəl

Muxaxçayın Sabunçı kəndində bərpa olunmuş orta aylıq və orta illik su sərfləri

İllər	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Orta
1976	0,77	0,50	0,60	2,25	5,01	6,03	4,59	4,67	2,28	1,20	0,89	0,91	2,51
1977	0,78	0,99	1,06	1,70	3,94	7,81	4,72	2,14	2,53	1,82	1,07	1,07	2,53
1978	0,87	0,81	1,50	3,10	6,64	9,12	6,20	3,11	1,65	1,15	0,96	0,82	2,91
1979	0,83	0,72	1,17	3,87	4,47	6,36	5,53	3,38	5,80	2,83	1,49	1,28	3,14
1980	1,18	1,17	1,50	2,55	2,71	3,60	3,16	6,53	6,09	2,77	1,44	0,72	2,79
1981	0,82	0,82	0,91	1,52	5,91	7,08	7,35	6,97	3,58	2,23	1,43	0,93	3,30
1982	0,80	0,80	0,87	3,48	4,65	6,25	5,59	3,22	3,28	3,65	3,26	1,73	2,39
1983	1,35	1,03	1,36	3,65	5,50	9,45	6,35	5,53	9,28	4,33	2,70	1,81	4,36
1984	1,90	1,03	1,47	3,86	4,50	5,18	3,31	3,87	3,08	1,77	2,00	1,30	2,77
1985	1,78	1,17	1,71	5,64	7,63	7,52	5,58	2,84	1,60	1,60	1,24	1,09	3,24
1986	0,84	0,94	1,03	1,95	3,12	4,01	2,48	2,54	1,86	2,31	1,23	0,96	1,94
1987	1,34	1,39	1,46	4,21	5,31	4,13	2,72	3,77	2,14	2,59	4,30	2,24	2,74
1988	1,11	1,04	1,17	2,58	7,29	6,46	7,18	4,10	2,45	1,59	1,34	0,98	3,18
1989	0,78	0,75	1,07	2,52	3,96	3,73	3,88	4,68	2,66	2,42	2,12	1,80	2,53
1990	1,33	1,20	1,32	4,11	6,40	5,90	3,48	5,09	3,27	2,03	1,37	1,07	3,07
1991	0,88	0,91	1,57	3,65	3,60	5,07	4,71	3,45	2,53	2,26	1,50	1,30	2,62
1992	0,88	0,81	0,82	1,96	2,92	4,40	3,61	2,40	1,47	1,37	0,91	0,78	1,86
1993	1,11	1,13	1,69	1,86	2,24	1,90	3,79	4,13	3,03	2,58	1,39	1,24	2,36
1994	0,95	0,95	1,17	1,81	2,24	2,41	3,73	1,83	1,36	1,05	0,83	0,79	1,59
1995	0,90	0,85	0,89	1,76	3,70	4,48	3,49	1,31	1,31	1,09	0,81	0,72	1,77
1996	0,52	0,59	0,89	0,90	3,79	3,94	3,51	2,85	2,68	2,05	1,98	1,12	1,84
1997	0,78	0,83	1,77	4,69	4,17	5,59	3,64	2,86	3,06	0,99	0,96	0,93	2,52
1998	0,80	0,88	1,04	2,66	6,57	3,95	3,06	2,40	2,77	2,97	1,97	1,20	2,54
1999	0,95	0,79	1,99	3,00	3,14	3,37	3,28	3,17	3,38	2,09	2,07	1,19	2,38
2000	0,76	0,87	1,13	1,80	2,23	4,50	2,06	1,60	3,03	3,11	1,62	1,78	2,04
2001	1,58	0,67	1,48	2,78	8,90	6,08	4,05	2,28	3,20	2,74	1,50	1,20	3,04
2002	1,60	1,71	2,88	4,92	11,9	12,0	6,91	7,24	5,64	4,61	3,23	2,33	5,41
2003	2,62	2,05	2,29	6,25	7,52	6,25	4,96	3,64	3,01	3,83	3,96	3,52	4,16
2004	2,82	5,69	6,30	6,85	7,13	6,85	6,46	6,63	5,58	4,78	4,38	3,30	5,58
2005	2,39	2,15	2,15	4,92	5,75	5,61	4,16	3,63	5,48	3,66	2,90	2,39	3,75

Aparılan hesablamaların etibarlılığını yoxlamaq üçün Kürmükçayın orta illik sərflərinin faiz nisbətinə görə Balakənçayın və Talaçayın qeyd edilən kəmiyyətləri hesablanaraq, faktiki qiymətləri ilə müqayisə edilmişdir (2-ci cədvəl).

Nəticədə məlum olmuşdur ki, 29 haldan yalnız 8-ində (27%) su sərfinin hesablanmış qiymətlərinin faktiki qiymətlərdən xətası 20%-dən çoxdur. Odur ki, təklif olunan metodla eyni yamacda yerləşən və hidroloji cəhətdən öyrənilməyən çayların sərf sıralarını bərpa etmək olar. Muxaxçayın 2006-cı ildən sonrakı orta illik su sərflərini tapmaq üçün aşağıdakı riyazi ifadə təklif olunur:

$$Q_m=0,5456Q_k+0,0082.$$

Burada Q_m – Muxaxçayın orta illik su sərfi, Q_k – Kürmükçayın orta illik su sərfi olub, hər ikisi m^3/san ilə verilmişdir.

Normativ sənədlərdə (Определение..., 1985) hövzəsinin sahəsi 200 km^2-dən kiçik olan çayların maksimal su sərfini hesablamaq üçün $Q_{P\%}= =A_{1\%}\varphi H_{1\%}\delta\lambda_{P\%}F$ düsturu təklif olunur. Düstura daxil olan parametrlərin qiymətləri 3-cü cədvəldə verilmişdir.

2-ci cədvəl

Kürmükçayın orta illik su sərflərinin faiz nisbətinə görə Balakənçayın və Talaçayın hesablanmış sərflərinin faktiki sərflərlə müqayisəsi

Sıra sayı	İllər	Kürmükçayın orta illik su sərfləri	Balakənçay			Talaçay		
			Faktiki su sərfi	Hesablanmış su sərfi	Xəta	Faktiki su sərfi	Hesablanmış su sərfi	Xəta
1	1976	4,54						
2	1977	4,57	3,68	3,80	+3	4,12	3,32	-20
3	1978	5,26	4,81	4,38	-9	4,92	3,82	-22
4	1979	5,68	3,41	3,73	+9	4,25	4,12	-3
5	1980	5,04	3,41	4,19	+22	3,17	3,66	+15
6	1981	5,97	3,37	4,96	+47	3,25	4,33	+33
7	1982	5,95	4,08	4,95	+21	3,72	4,32	+16
8	1983	7,89	5,61	6,56	+17	4,31	5,73	+9
9	1984	5,01	3,41	4,07	+19	3,55	3,64	+3
10	1985	5,86	4,06	4,88	+20	3,42	4,13	+20
11	1986	3,51	3,18	2,92	-9	3,55	2,55	-28
12	1987	4,96	4,62	4,13	-11	3,68	3,60	-2
13	1988	5,76	5,42	4,79	-12	3,85	4,06	+5
14	1989	4,58	3,51	3,81	+8	3,51	3,23	-8
15	1990	5,56	5,71	4,63	-19	4,15	3,92	-6
16	1991	4,74	3,55	3,94	+11	3,52	3,34	-6
17	1992	3,36	4,60	2,80	-39	3,25	3,37	+3
18	1993	4,27	4,98	3,55	-29	3,78	3,02	-21
19	1994	2,88	4,35	3,48	-20	3,54	3,83	+8
20	1995	3,20	4,21	2,66	-37	3,76	2,26	-40
21	1996	3,33	2,24	2,77	+24	3,83	3,35	-13
22	1997	4,55	4,30	3,79	-12	4,22	3,21	-24
23	1998	4,60	3,52	3,83	+9	4,12	4,25	+3
24	1999	4,30	3,95	3,58	-9	3,58	3,12	-13
25	2000	3,68	4,52	3,06	-32	3,54	2,67	-25
26	2001	5,50	4,31	4,58	+6	4,21	3,99	-5
27	2002	9,79	5,04	6,08	+20	4,07	4,40	+8
28	2003	7,52	6,99	6,26	-10	4,30	5,46	+27
29	2004	10,1	6,93	7,60	+9	4,03	4,83	+19
30	2005	6,78	7,34	6,64	-10	3,63	4,22	+16

3-cü cədvəl

Muxaxçayın maksimal sərfinin hesablanmasında istifadə olunan parametrlərin qiymətləri

Sahə, F,km^2	Yağıntı, H, mm	φ	δ	$q_{1\%}$	$Q_{1\%}$, m^3/san
117	170	0,4	1	0,025	199

Beləliklə, Sabunçı kəndində Muxaxçayın ani maksimal sərfi 199 m^3/san qiymətləndirilmişdir. Maksimal sərflərin əsasən yay dövründə keçməsi Muxaxçayın yağış daşqınları əmələ gətirən çaylar qrupuna aid olduğunu göstərir. Odur ki, təlimata (Инструкция..., 1976) əsasən, Muxaxçayın ani maksimal 1%-li sərfi 10% artırıla bilər. Bunları nəzərə alsaq, Sabunçı kəndində Muxaxçayın 1%-li maksimal sərfinin qiyməti 219 m^3/san qəbul edilə bilər.

Nəticə

1. İş prosesində müəyyən olunan metodla eyni yamacda yerləşən və hidroloji cəhətdən öyrənilməyən çayların sərf sıralarını bərpa etmək olar.
2. Təklif olunan riyazi ifadədən istifadə etməklə hidroloji müşahidələr aparılan Kürmükçayın orta illik su sərflərinə görə Muxaxçayın sərf kəmiyyətlərini tapmaq mümkündür.
3. Hövzəsinin sahəsi 200 km^2-dən kiçik olan çayların maksimal su sərfini hesablamaq üçün təklif olunan düsturla Muxaxçayın 1%-li maksimal sərfi 199 m^3/san qiymətləndirilmiş və selli çaylar üçün qəbul edilmiş təlimata əsasən, həmin sərf 10% artırılaraq 219 m^3/san təklif olunmuşdur.

ƏDƏBİYYAT

İMANOV, F.Ə., ƏLİYEVA, İ.S. 2006. Kiçik Qafqazın hidroloji müşahidə məntəqələri şəbəkəsinin yerləşdirilməsinin təhlili. *Hidrometeorologiya və ətraf mühütün monitorinqi,* 3, 32-41.

MƏMMƏDOV, M.Ə. 2002. Azərbaycanın hidroqrafiyası. Bakı. 266 s.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ РАСЧЕТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ДОЖДЕВЫХ СЕЛЕЙ. 1976. ВСН 03-76. Гидрометеоиздат. Ленинград. 27с.

МАТЕРИАЛЫ ПО РАСЧЕТНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ДОЖДЕВЫХ ОСАДКОВ. 1969. Гидрометеоиздат. Ленинград. 396с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ГИДРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК. 1985. СНиП 2.01.14-83. 36. Москва. 35с.

РУСТАМОВ, С.Г., КАШКАЙ, Р.М. 1978. Водный баланс Азербайджанской ССР. Элм. Баку. 109с.

РУСТАМОВ, С.Г., КАШКАЙ, Р.М. 1989. Водные ресурсы Азербайджанской ССР. Элм. Баку. 184 с.

www.azerenerji.gov.az

Məqaləyə c.e.d. F.Ə.İmanov rəy vermişdir.