

Бурение скважин и разработка месторождений

Корнеева Н.С., старший преподаватель кафедры «Математические методы в экономике», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.:(3452)41-63-98

Пахаруков Ю.В., д.ф.-м.н., профессор кафедры «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.:(3452)20-09-89

Симонов А.С., аспирант кафедры «Ремонт и восстановление скважин», Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.:(3452)20-09-89

Bakhmat G.V., PhD, professor of department «Mechanics of multiphase systems», Tyumen State University, phone (3452) 25-15-94

Korneeva N.S., senior teacher of department «Mathematical techniques in economics», Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 41-63-98

Pakharukov Yu.V., PhD, professor of department «Well repair and recovery» Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 20-09-89

Simonov A.S., graduate student of department «Well repair and recovery» Tyumen State Oil and Gas University, phone: (3452) 20-09-89

УДК: 550.832.53

ТЕХНОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ В ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИНАХ

А.И. Лысенков, В.А. Лысенков
(ОАО НПП "ВНИИГИС", ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский)

Спектрометрический нейтронный гамма-каротаж, обсаженные скважины, двухзондовый нейтронный гамма-каротаж, оценка характера насыщения

*Spectrometry neutron gamma-ray logging, dual neutron logging, evaluation of saturation
nature, cased boreholes*

UDC 550.832.53

Hydrocarbons content evaluation technology for cased boreholes. Lysenkov A.I., Lysenkov V.A.

Possibilities of neutron logging methods are analyzed for detailed subdivision of geological section by chlorine and on this basis defining the oil and gas saturations of reservoirs in development wells. The capabilities to determine the composition of hydrocarbons by their density in reservoirs are also considered. Fig.3, ref. 3.

Спектрометрический нейтронный гамма-каротаж позволяет расчленить геологический разрез по содержанию радиационно-активных химических элементов, содержащихся в горной породе и пластовом флюиде. В первую очередь это радиационно-активные элементы, составляющие матрицу породы: кальций (Ca), кремний (Si), водород (H) и входящие в состав пластовых вод: хлор (Cl), водород (H).

Бурение скважин и разработка месторождений

Спектрометрическая модификация СНГК, ориентированная на расчленение геологического разреза по хлору получила название «хлорный каротаж». Химический элемент хлор почти не входит в состав скелета горных пород. Исключение составляют только эвапоритовые отложения. В пластовых водах хлор – это доминирующий химический элемент. При известной минерализации пластовой воды по хлору из промысловых данных дефицит хлора в коллекторе, вычисленный по «хлорному каротажу», свидетельствует о нефтенасыщенности пласта, так как нефть не содержит хлора.

Газоносные пласты – газоконденсатные, в отличие от аналогичных водоносных и отчасти нефтеносных, характеризуются дефицитом плотности и низким значением водородосодержания. В первом приближении влияние дефицита плотности на спектральное распределение гамма-излучения радиационного захвата нейтронов (ГИРЗ) эквивалентно влиянию хлора. Вследствие этого, газоконденсатные пласты будут характеризоваться повышенным содержанием хлора. Спектрометрическую модификацию метода СНГК, основанную на расчленении геологического разреза по плотности и водородосодержанию флюида, насыщающего поровое пространство, рационально назвать спектрометрический нейтронный гамма-каротаж по плотности флюида. Метод информативен в условиях низкой минерализации пластовых вод (менее 20 г/л) и позволяет в обсаженных скважинах в коллекторах с пористостью более 15% выделить газоносные, газоконденсатные и нефтяные пласты. В необсаженных скважинах в комплексе с электрическими методами при низком проникновении фильтрата бурового раствора однозначно решаются задачи разделения газоносных и газоконденсатных пластов от нефтеносных.

Геологические основы хлорного каротажа

В основу разделения водоносных и нефтеносных пластов положено существенное различие по содержанию хлора. Хлор является одним из радиационно-активных химических элементов, обладающих аномальными свойствами по поглощению тепловых нейтронов и излучению ГИРЗ.

Пластовые воды нефтегазовых месторождений представлены, в основном, шестью разновидностями ионов солей, растворенных в воде: хлор-ион, сульфат-ион, гидрокарбонат-ион, ионы кальция, натрия, магния [1]. В меньших количествах содержатся карбонат-ионы, ионы калия, железа, а также ионы брома, иода, стронция, лития, бора и др. микроэлементов.

На рис.1 приведены результаты сопоставлений массового содержания хлора в пластовой воде с общей минерализацией (а) и плотностью (б) для различных осадочных комплексов горных пород по нефтегазоносным провинциям России. Полученные данные свидетельствуют о хорошей корреляции (на уровне 99%) между содержанием хлора, общей минерализацией и плотностью пластовой воды. С увеличением содержания хлора увеличивается общая минерализация и плотность пластовой воды. Отсюда следует, что пластовые воды, в основном, представлены солями, содержащими хлор. Хлор по своей атомной массе (35,45 ед.) является одним из тяжелых химических элементов, входящих в состав пластовых вод, наиболее представленным по массовому содержанию.

а)

Бурение скважин и разработка месторождений

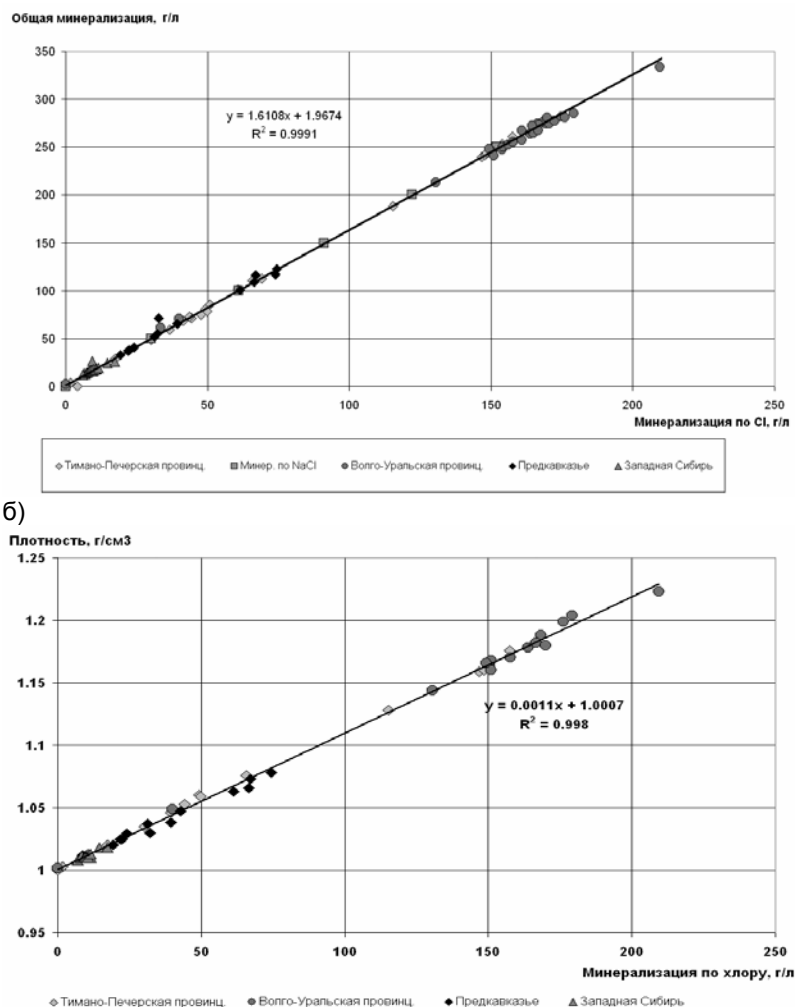


Рис. 1. Сопоставление общей минерализации (а) и плотности пластовых вод (б) с минерализацией по хлору для различных типов осадочных комплексов горных пород по нефтегазоносным провинциям России

Методические основы хлорного каротажа

Спектрометрическая модификация нейтронного гамма-каротажа позволяет определять содержание хлора в коллекторах по энергетической характеристике спектра ГИРЗ.

В качестве аналитических параметров, отражающих содержание хлора, использовались комплексные функционалы $F(Cl)$, включающие интенсивности потоков ГИРЗ в различных энергетических областях и интенсивности потоков тепловых нейтронов на двух зондах. Функционалы были подобраны из расчета оптимальной чувствительности к содержанию хлора в воде и минимальной чувствительности к влиянию мешающих факторов (заполнение скважины и колонного пространства, эксцентриситет колонны и т.д.).

Для повышения информативности метода СНГК-Cl применяются два типа параметров: функции хлора “жесткая” $F(Cl/ж)$ функция хлора “мягкая” $F(Cl/м)$.

Бурение скважин и разработка месторождений

Отличие заключается в том, что в первом случае используется диапазон энергий более 2,3 МэВ, во втором – менее 2,3 МэВ, то есть включает энергетические линии фотопиков водорода [2]. Использование 2-х типов функционалов, как показали результаты опытно-промышленного опробования метода, необходимо для повышения надежности разделения пластов, насыщенных минерализованной водой или углеводородами различного состава. Дефицит плотности у углеводородов оказывает более существенное влияние на функцию $F(Cl\ m)$.

Определение коэффициента нефтенасыщенности по результатам хлорного каротажа возможно для конкретных и учитываемых геолого-технических условий. Очередной раз хочется подчеркнуть влияние геолого-технических факторов, осложняющих связь вычисленных значений K_n с истинными:

- литология;
- изменчивость минерализации пластовых вод по статиграфическим разделениям;
- минерализация пластовой воды, применяемой для поддержания пластового давления воды;
- соляно-кислотная обработка, приводящая к повышению содержания хлора в нефтеносных пластах;
- наличие заколонных перетоков пластовых или закачиваемых вод из-за некачественного цементирования колонн;
- выпадение гипса из пластовых вод из-за нарушения термобарических и геохимических условий в пластах-коллекторах в ходе эксплуатации нефтегазовых месторождений;
- глинистость коллектора.

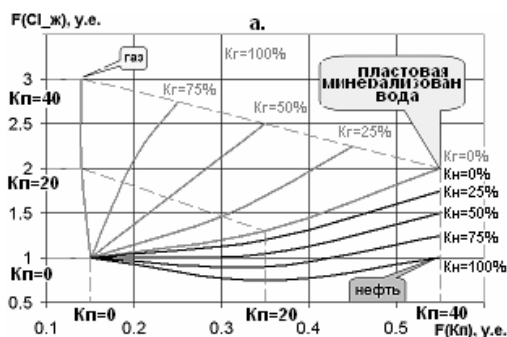
На рис.2,а дано схематичное изображение интерпретации функции хлора в комплексе с коэффициентом пористости для определения характера насыщения коллектора, откуда видно, что при высокой минерализации пластовых вод функция хлора однозначно определяется произведением $K_n \times K_e$, тогда коэффициент нефтенасыщенности K_n определяется из расчета:

$$K_H = \frac{1 - K_n \times K_e}{K_n},$$

где K_n – коэффициент пористости по методу 2ННК-т; K_e – коэффициент водонасыщенности.

Газоносные и газоконденсатные пласты характеризуются низкими значениями пористости по методу 2ННК-т и высокими значениями функции хлора.

На рис.2,б схематично нанесены области группирования точек, соответствующих различному составу углеводородов.



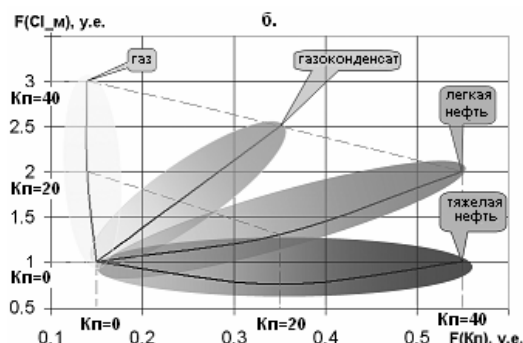


Рис. 2. Схема интерпретации методов СНГК-СІ и 2ННКт для определения характера насыщения коллекторов (а) и состава углеводородов в коллекторе (б)

Рассмотрим результаты применения хлорного каротажа в эксплуатационных скважинах с целью контроля за процессом разработки месторождения.

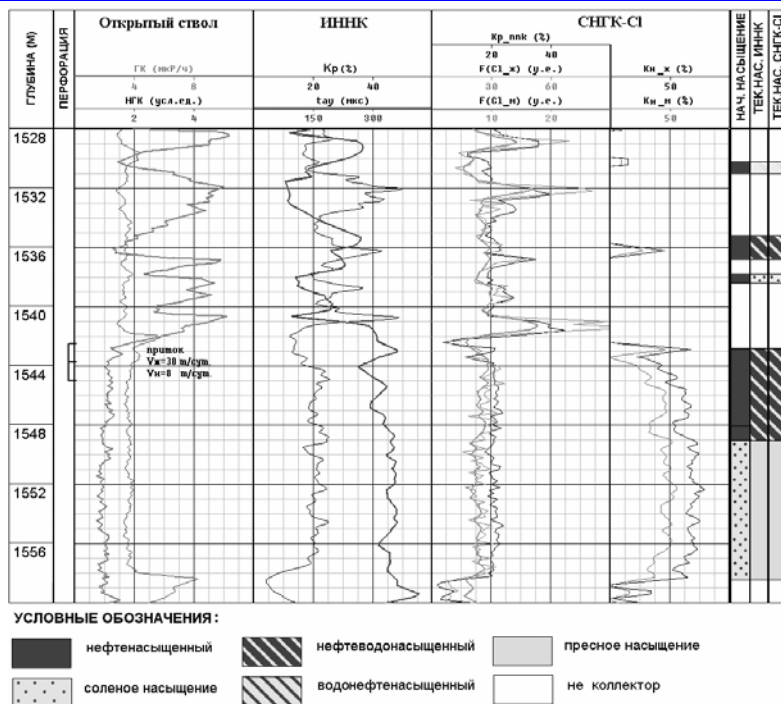
На рис.3 приведены результаты геологической интерпретации метода СНГК-СІ в комплексе с методом 2ННКт по эксплуатационным скважинам. Приведен пример, когда скважина находится на месторождении, на котором для поддержания пластового давления используется закачка пресных вод (см. рис.3,а). Объект исследования – терригенные отложения нижнего карбона Пермского Прикамья.

При геологической интерпретации коллекторами считались пласты, для которых выполнялись следующие условия: $8\% \leq Kп \leq 25\%$, $ГК \leq 3$ мР/ч.

По результатам исследований в открытом стволе нефтенасыщенные интервалы выделены на следующих глубинах: 1530,2-1531 м, 1535,2-1536,8 м, 1537,9-1538,8 м, 1542,8-1548,8 м. При этом в последнем интервале нефтеносная залежь – водоплавающая. В ходе разработки месторождения нефтеносные интервалы на глубинах 1530,2-1531 м, 1537,9-1538,8 м обводнились соленой пластовой водой. Этот факт подтверждается результатами интерпретации ИННК (низкие значения времени жизни тепловых нейтронов $\tau = 140-150$ мкс) Частично обводнился соленой пластовой водой пласт на глубине 1535,2-1536,8 м. Нефтеносный интервал на глубине 1542,8-1548,8 м частично обводнился соленой пластовой водой. Ниже нефтеносного интервала на глубинах 1548,8-1558,2 м при проведении ГИС в открытом стволе выделен водоносный интервал. На момент разработки пласт обводнен пресной водой, о чем свидетельствует высокое время жизни по ИННК ($\tau = 350-380$ мкс) и пониженное значение Kn . При отсутствии первичной информации по результатам интерпретации открытого ствола, интервал, насыщенный пресной водой, был бы проинтерпретирован как нефтеносный. При перфорации нефтеносного интервала на глубине 1542,8-1545,0 м получен приток нефти с пластовой водой дебитом 30 т в сутки, дебит нефти составил 8 т в сутки.

а)

Бурение скважин и разработка месторождений



б)

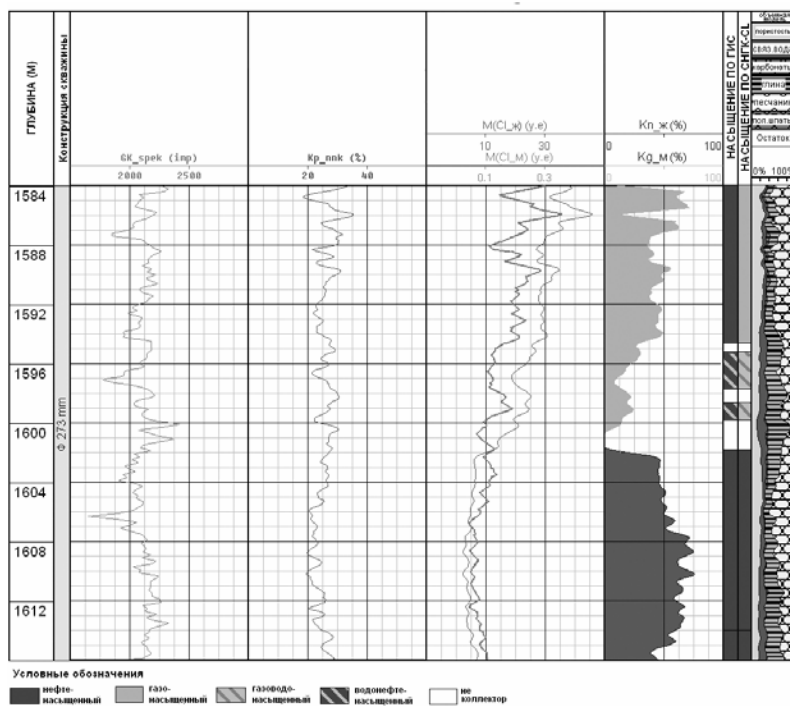


Рис. 3. Примеры обработки результатов СНГК-СІ и 2ННКт:

- а) определение характера насыщения коллекторов,
б) определение состава углеводородов

Приведен пример интерпретации СНГК и 2ННКт в эксплуатационной скважине, вскрывшей газоносные и нефтеносные пласты (см. рис.3,б). При интер-

Бурение скважин и разработка месторождений

претации комплекса ГИС по открытому стволу разделить продуктивные пласты на нефтеносные и газоносные не представлялось возможным. Комплекс СНГК-СІ и 2ННКт уверенно решает задачу разделения этих пластов в обсаженной скважине.

Список литературы

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. Справочник/ Под ред. Л.М. Зорькина-М.: Недра, 1989.
2. Лысенков А.И. Хлорный каротаж на базе стационарных источников. НТВ АИС «Каротажник». – Тверь, 2006. Вып. 7-8. – С. 202.
3. Лысенков А.И., Даниленко В.Н. и др. Результаты опробования спектрометрического нейтронного гамма каротажа по хлору в обсаженных скважинах Казахстана. «Каротажник», 2005. Вып. 7 (134). – С. 144.

Сведения об авторах

Лысенков А. И., к. т. н., главный геолог, заместитель генерального директора ОАО НПП "ВНИИГИС" по геологии, тел.: (34767) 6-63-68, e-mail: VNIIGIS@bashnet.ru

Лысенков В. А., начальник комплексной геофизической партии, тел.: (34767) 4-49-96, e-mail: VNIIGIS@bashnet.ru

Lysenkov A.I., Candidate of Technical Sciences. Deputy Director General of OJSC "NPP VNIIGIS" in geology, phone: (34767) 6-63-68, e-mail: VNIIGIS@bashnet.ru

Lysenkov V.A., Head of Complex Geophysical Crew, phone: (34767) 4-49-96, e-mail: VNIIGIS@bashnet.ru

УДК 622.376.031:532.5.001

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ПРЕДЕЛЬНЫХ БЕЗВОДНЫХ ДЕБИТОВ ДЛЯ СЕНОМАНСКИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М.И. Забоева

(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

Предельный безводный дебит, оптимальный режим работы скважин

Water-free production rate limit, dual-zone influx pattern, optimal well performance

UDC 622.376.031:532.5.001

Validation of the procedure for calculation of water-free production rate limits for Cenomanian gas wells. Zaboieva M.I.

A procedure for validation of limiting operation of gas wells tapped massive deposits with active bottom water is reviewed. The analytical procedure of water-free production rate limits calculation based on the dual-zone influx pattern is proposed. The calculations using the analytical procedure are compared with results of numerical modeling. Fig. 1, ref. 5.

Для выбора оптимальных режимов работы сеноманских газовых скважин, вскрывших массивные залежи с активной подошвенной водой, необходимо обоснование такого режима работы скважин, который обеспечит предельно устойчивое положение газовой контактной (ГНК) при максимально возможном дебите. Для расчета предельных безводных дебитов и соответствующих им депрессий применяют классические труды М. Маскета [1], И.А. Чарного [2] и их последователей.