

УДК 550.832

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСА  
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН  
ПРИ РЕШЕНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ЗАДАЧ  
НА КУЩЁВСКОЙ ПХГ**

**ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS  
OF A COMPLEX OF GEOPHYSICAL RESEARCH  
OF WELLS IN SOLVING OILFIELD PROBLEMS  
ON THE KUSHCHEVSKOYE UNDERGROUND GAS STORAGE AREA**

**Шальская Светлана Васильевна**

начальник контрольно-интерпретационной  
методической партии  
промыслово-геофизических исследований,  
производственный филиал «Кубаньгазгеофизика»  
ООО «Газпром георесурс» ПАО «Газпром»  
sv010478@mail.ru

**Лешкович Надежда Михайловна**

старший преподаватель кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
NLeshkovich@bk.ru

**Аннотация.** В статье приведены основные результаты ГИС-контроля на Кущёвской ПХГ: определено положение ГВК и газонасыщенной толщины продуктивной толщи; выполнен контроль за герметичностью покрышки, межколонными и заколонными газопроявлениями; определена текущая и остаточная газонасыщенность объектов закачки и отбора газа в наблюдательных скважинах Кущёвского ПХГ. Также выполнена оценка продуктивности коллекторов в действующих скважинах подземных газохранилищ по данным газодинамических исследований и посчитана эффективность применения разработанной методики оценки текущей газонасыщенности и продуктивности коллекторов в геофизических на действующих скважинах Кущёвского ПХГ.

**Ключевые слова:** основные результаты ГИС-контроля; определение положения ГВК; определение положения газонасыщенной толщины продуктивной толщи; контроль за герметичностью покрышки, межколонными и заколонными газопроявлениями; определение текущей и остаточной газонасыщенности; оценка продуктивности коллекторов в действующих скважинах; оценки текущей газонасыщенности и продуктивности коллекторов в действующих скважинах Кущёвского ПХГ.

**Shalskaya Svetlana Vasilyevna**

Head of the Control and Interpretation  
Methodical Party of Field  
and Geophysical Research,  
Production Branch «Kubangazgeofizika»  
LLC «Gazprom georesource»  
PJSC «Gazprom»  
sv010478@mail.ru

**Leshkovich Nadezhda Mikhailovna**

Senior lecturer of oil  
and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
NLeshkovich@bk.ru

**Annotation.** The article presents the main results of the geophysical research of wells control on the Kushchevskoye underground gas storage area: the position of the gas-water contact and the gas-saturated thickness of the productive stratum is determined; the tightness of the tire, annular and annular gas showings were monitored; The current and residual gas saturation of the objects of gas injection and gas extraction in the observation wells of the Kushchevskoye underground gas storage area were determined. The reservoir productivity was also assessed in operating wells of underground gas storages according to gas-dynamic studies and the effectiveness of the application of the developed methodology for assessing the current gas saturation and reservoir productivity in geophysical wells at existing Kushchevskoye underground gas storage area was calculated.

**Keywords:** main results of geophysical research of wells control; determination of the position of gas-water contact; determination of the position of the gas-saturated thickness of the productive stratum; control of the tightness of the tire, annular and annular gas manifestations; determination of current and residual gas saturation; assessment of reservoir productivity in existing wells; assessment of current gas saturation and reservoir productivity in existing wells on Kushchevskoye underground gas storage area.

**О**пределение положения ГВК и газонасыщенной толщи продуктивной толщи

Скважина № 51г (рис. 1) расположена на северо-западе структуры. Максимальная глубина прохождения приборов 1367,8 м по данным НГК (I пласт, отложения нижнего мела).

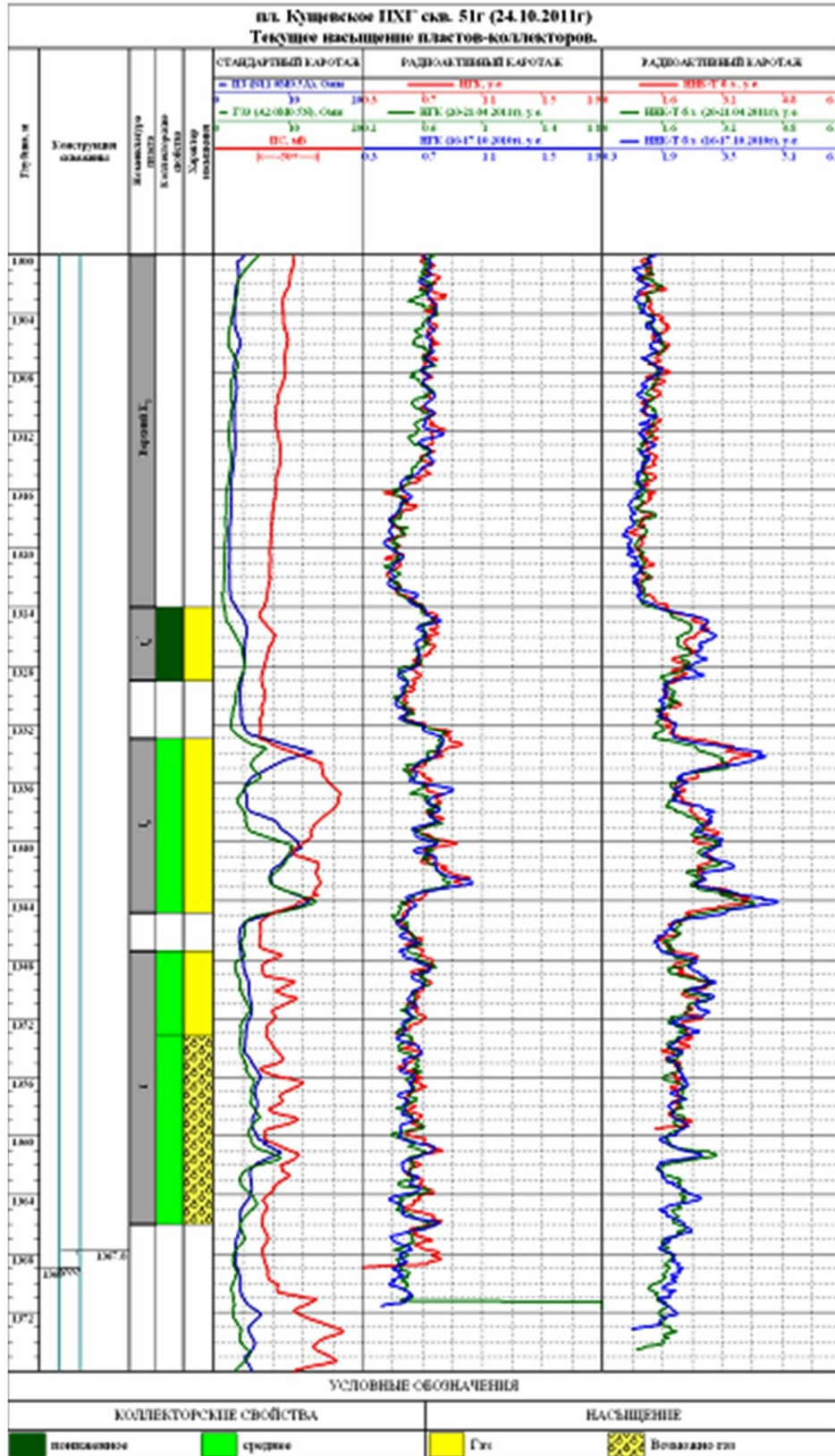


Рисунок 1 – Текущее насыщение по временным замерам РК (скважина № 51г)

По данным замеров ГИС-бурения, временных замеров РК пласты-коллекторы Ia' (1324–1329 м), Ia (1333–1344,8 м) и I пласт (1347,4–1353,2 м) отложений нижнего мела характеризуются как газонасыщенные, а в интервале 1353,2–1366,0 м в I пласте возможно газ. Относительно ранее выполненных исследований РК текущего и от 20–21.04.2011 г., 16–17.10.2010 г. изменения показаний в продуктивной толще не наблюдается. Подошвенная часть I пласта в интервале 1351,0–1366,0 м характеризуется низкими показаниями НГК и ННК. Насыщение представлено поинтервально в таблице 1.

Таблица 1 – Поинтервальное насыщение

Пласт	Кровля	Подошва	Н <sub>обш.</sub> (м)	Характеристика
Ia'	1324,0	1329,0	5,0	газонасыщен
Ia	1333,0	1344,8	11,8	газонасыщен
I	1347,4	1353,2	5,8	газонасыщен
I	1353,2	1366,0	12,8	возможно газ

По данным временных сопоставлений текущего замера НГК и замеров от 16–17.10.2010 г., 20–21.04.2011 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа, хадума, зоцена, верхнего и нижнего мела не отмечается.

При сопоставлении временных замеров НГК от 16–17.10.2010 г., 20–21.04.2011 г. и 24.10.2011 г. изменений в майкопских отложениях не отмечается.

Уровень жидкости по данным НГК за колонной отмечается на глубине 11,5 м. Динамики уровня за эксплуатационной колонной не наблюдается.

При сопоставлении текущих замеров НГК от 20–21.04.2011 г. и замеров от 16–17.10.2010 г. уровень жидкости в эксплуатационной колонне отмечается на глубине 30,1 м. Динамика уровней жидкости показана в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика уровней жидкости

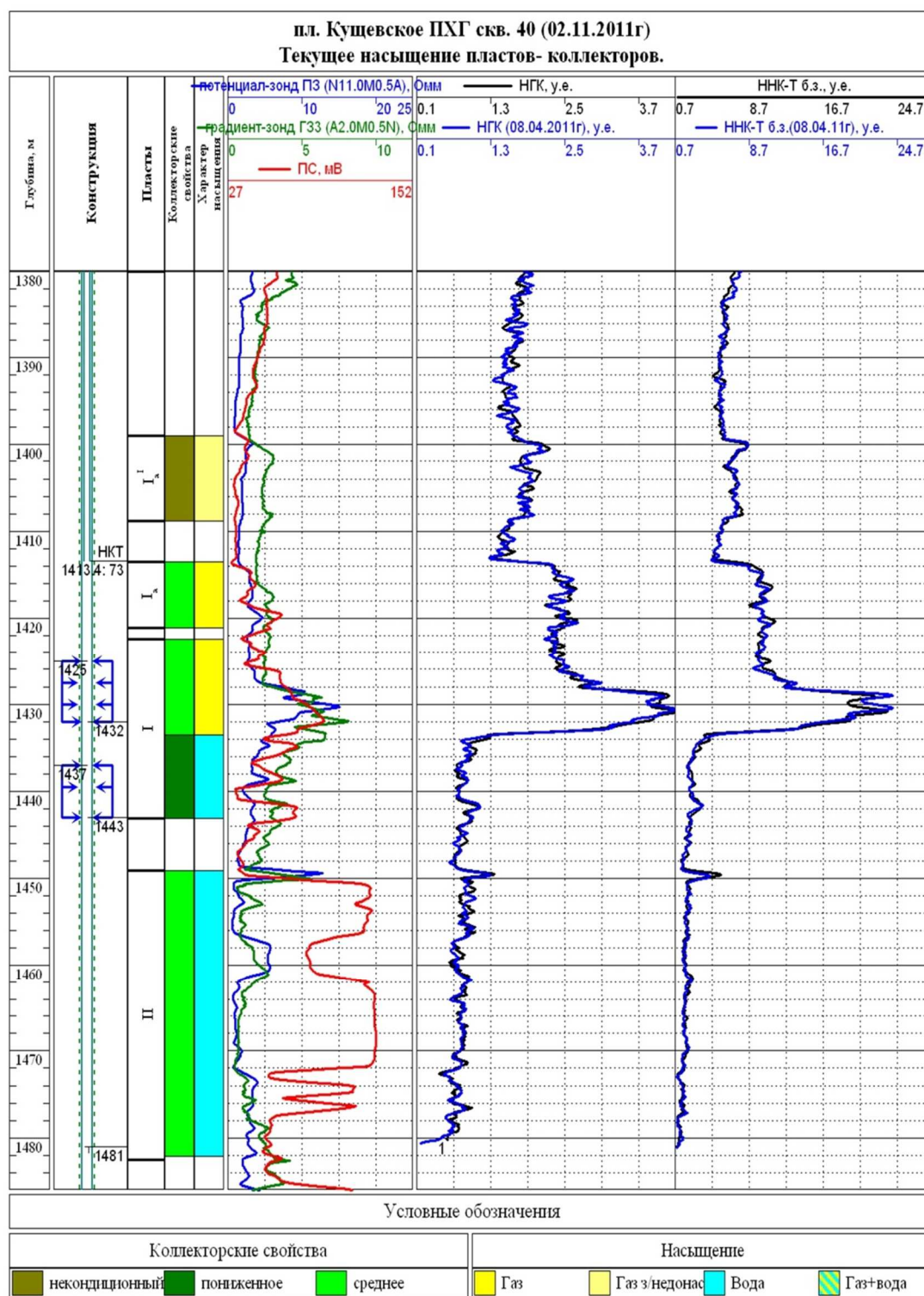
Дата исследования	Уровень в стволе (э/колонне)	Уровень за эксплуатационной колонной
29.09.2008 г.	27,2 (после долива)	11,5
08.04.2009 г.	27,7	11,5
29.09.2009 г.	28,2	11,5
11.04.2010 г.	28,2	11,5
16–17.10.2010 г.	29,3	11,5
20–21.04.2011 г.	30,1	11,5
24.10.2011 г.	30,1	11,5

Скважина № 40нб (рис. 2) расположена на юге структуры. Максимальная глубина прохождения приборов 1480,0 м (II пласт меловые отложения). Башмак НКТ ( $d = 73$  мм) отбивается на отметке 1413,4 м (заявленная 1413,0 м). При сопоставлении временных замеров НГК от 07.04.2011 г. и от 02.11.2011 г. изменений не отмечается.

Газоводяной контакт отмечается на глубине 1433,6 м (абсолютная отметка – 1369,3 м) и совпадает с замерами от 07.04.2011 г., 11.04.2007 г. и 09.09.2007 г. По данным временных сопоставлений текущего замера НГК и замера от 07.04.2011 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа, хадума и зоцена не отмечается.

Уровень жидкости в стволе скважины по текущим замерам РК и ГДК отмечается на глубине 1433,6 м, что соответствует глубине уровня жидкости при замере от 07.04.2011 г.

По данным термометрии температура на глубине 1434,0 м (середина интервала перфорации) – 47,96 °С, на забое 1469 м (остановка прибора) – 50,1 °С. По данным манометрии давление на глубине 1434,0 м (середина интервала перфорации) – 114,9 атм., на забое 1469 м (остановка прибора) – 118,5 атм.



**Рисунок 2** – Временные сопоставления РК (скважина № 40нб)

Скважина № 323г (рис. 3) расположена в сводовой части структуры. Максимальная глубина прохождения приборов – 1321,8 м.

При сопоставлении временных замеров НГК от 27.04.1994 г., 15.10.2010 г., 19–20.04.2011 г. и 21.10.2011 г. изменений в отложениях майкопа не отмечается.

При сопоставлении текущего замера НГК, ННК, ИННК и замера за 19-20.04.2011 г. изменений не отмечается. Отложения продуктивной толщи (Ia' – 1208–1212,8 м; Ia – 1216,8–1229,0 м; I – 1234,0–1250,0 м) характеризуются как газонасыщенные; пласт II – 1253–1317,2 м – водонасыщенный. Газоводяной контакт отмечается на глубине 1250,0 м (абс.отм. – 1221,0 м).

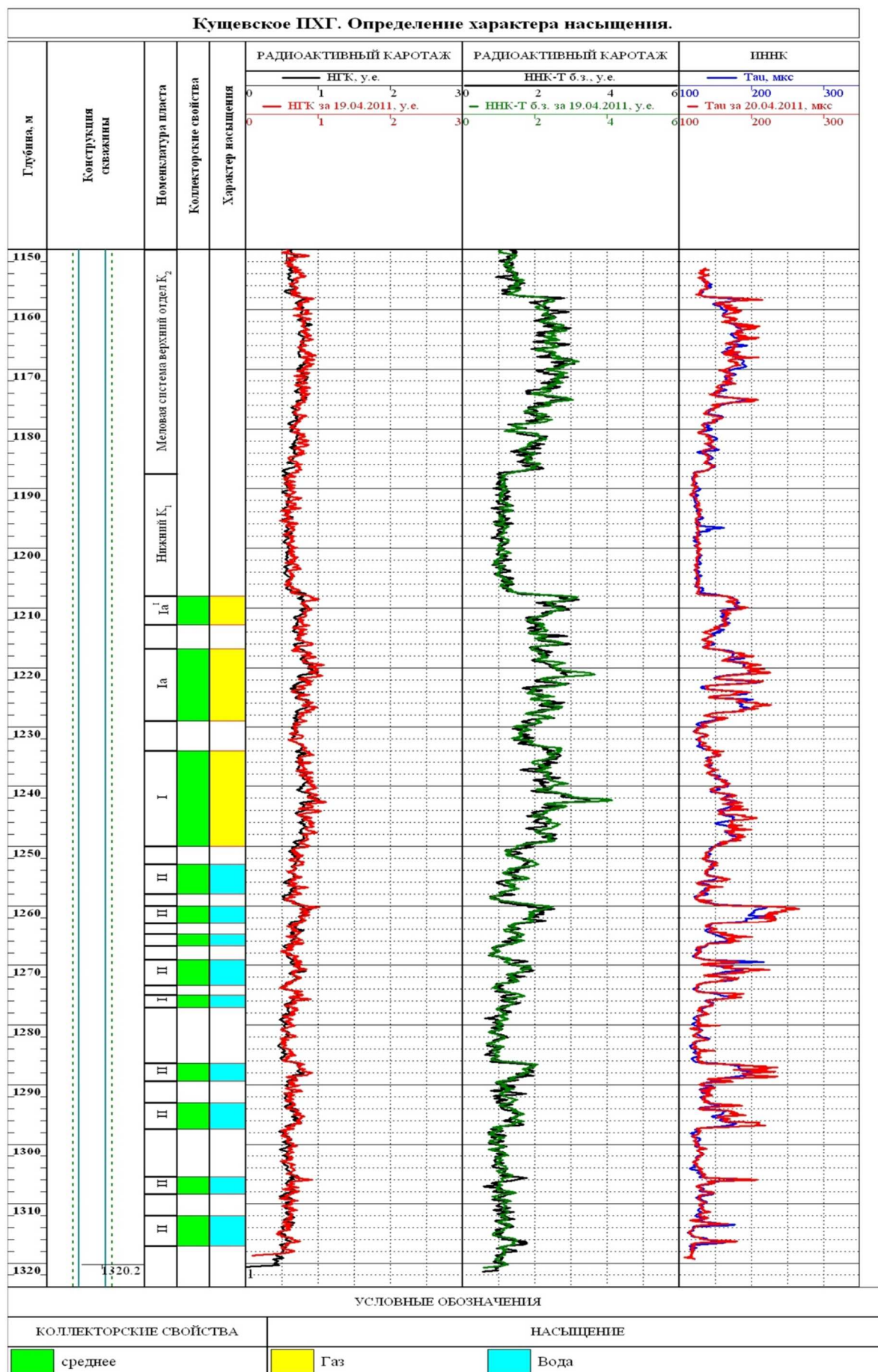


Рисунок 3 – Сопоставление данных НГК, 2ННК и ИННК (скважина № 323г)

По данным ГИС-бурения и временным исследований РК пласты в интервалах:

Пласт	Интервал, м	Насыщение
Ia'	1208,0–1212,8	газонасыщенный
Ia	1216,8–1229,0	газонасыщенный
I	1234,0–1250,0	газонасыщенный
II	1253,0–1317,2	водонасыщенный

По данным временных сопоставлений текущего замера НГК и замера от 15.10.2010 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа, хадума, эоцена, верхнего и нижнего мела не отмечается.

Уровень жидкости в эксплуатационной колонне по НГК отмечается на глубине 45,9 м.

Скважина № 44г (рис. 4) расположена на юго-западе структуры.

Максимальная глубина прохождения приборов с учётом мёртвой зоны (м.з.): НГК (м.з. 0,46м) – 1481,0 м; 2ННКбз – (м.з. 0,45 м) – 1381,0 м; ИННК (м.з. 1,8) – 1478,9 м.

По данным ГИС-бурения и временных исследований РК в данной скважине в майкопских отложениях интервал 412,7–432,9 м – газонасыщенный, 432,9–466,9 м – газ + вода, 466,9–469,4 м – газ + вода с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), 469,4–523,7 м – водонасыщенный с низкими ФЕС. Хадумский пласт в интервале 571,7–594,7 м – водонасыщенный с низкими ФЕС.

При сопоставлении текущего замера РК и замеров от 09.10.2010 г. и 21.04.2011 г. изменений показаний в интервале исследованных продуктивных пластов не отмечается, по насыщению коллекторы характеризуются:

- пласт Ia' (1374,0–1378,0 м) – газонасыщенный не кондиционный;
- пласт Ia (1383,2–1392,4 м) – газонасыщенный;
- пласт I (1394,4–1409,6 м) – газонасыщенный;
- пласт II (1420,0–1449,0 м) – водонасыщенный;
- пласт III (1453,0–1480,0 м) – водонасыщенный.

При сопоставлении временных замеров ИННК от 21.04.2011 г. и текущего изменений не отмечается.

По данным временных сопоставлений текущего замера НГК и замера от 21.04.2011 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа, хадума и эоцена не отмечается.

Пласт (свита)	Интервал, м	Насыщение
Майкоп	412,7-432,9	газонасыщенный
Майкоп	432,9-466,9	газ + вода
Майкоп	466,9-469,4	газ + вода с низкими ФЕС
Майкоп	469,4-523,7	водонасыщенный с низкими ФЕС
Хадум	571,7-594,7	водонасыщенный с низкими ФЕС
Ia'	1374,0-1378,0	газонасыщенный некондиционный
Ia	1383,2-1392,4	газонасыщенный
I	1394,4-1409,6	газонасыщенный
II	1420,0-1449,0	водонасыщенный
III	1453,0-1480,0	водонасыщенный

По данным метода НГК уровень жидкости в эксплуатационной колонне отмечается на глубине 22,5 м (09.10.2010 г. уровень жидкости в э/колонне отмечался на глубине 16,6 м, 21–22.04.2011 г. – 18,3 м), уровень жидкости за эксплуатационной колонной – на глубине 5,5 м.

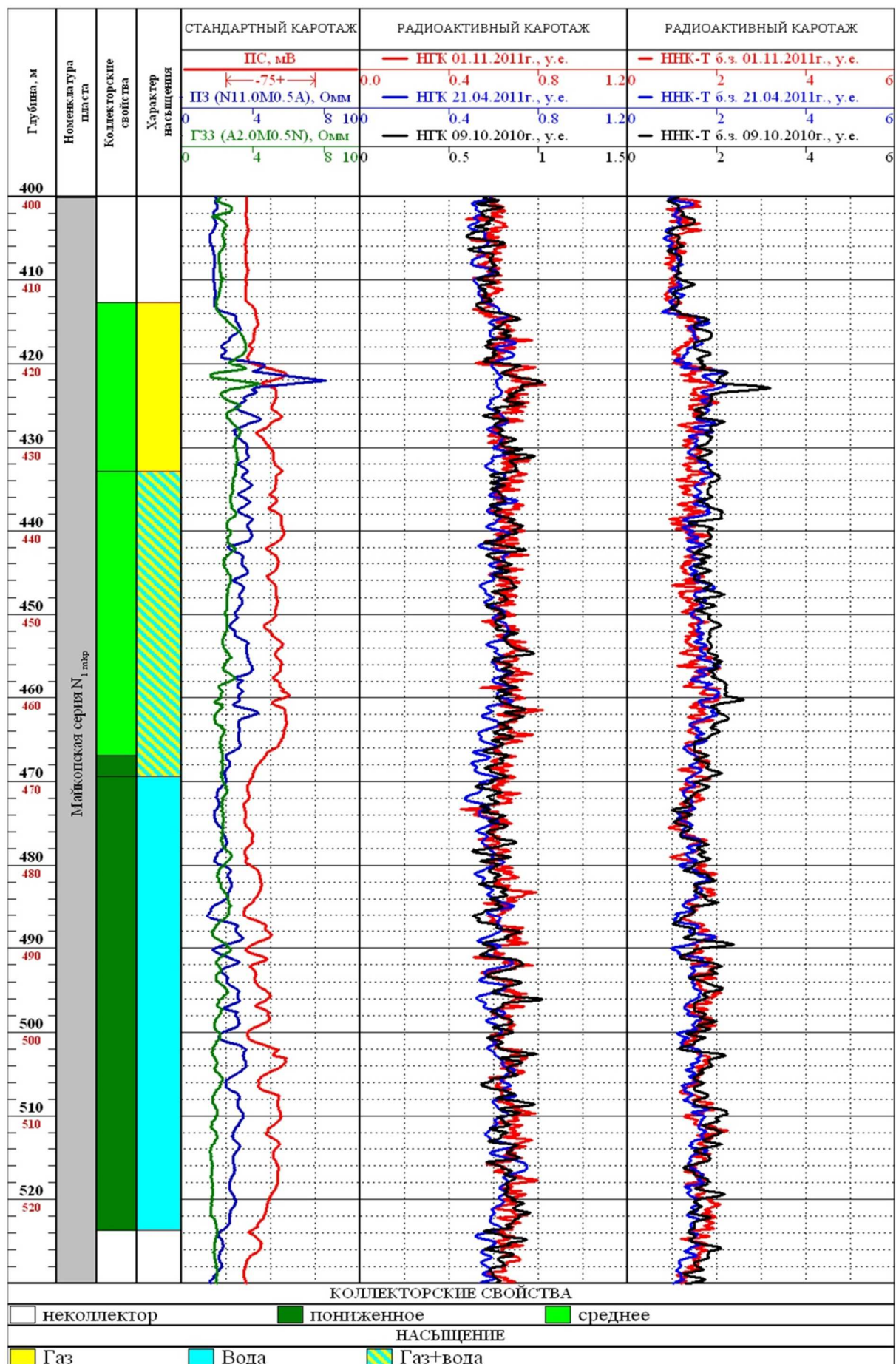


Рисунок 4 – Текущее насыщение коллекторов майкопской свиты (скважина № 44г)

### Контроль за герметичностью покрышки, межколонными и заколонными газопроявлениями

Для экологического контроля вышезалегающих над ПТ пластов-коллекторов, своевременного выявления возможных перетоков газа из резервуара ПХГ в вышезалегающие отложения и осуществления контроля геофизическими методами за возможными техногенными скоплениями были исследованы контрольные скважины: №№ 29 (хадум), 27 (караган), 32 (майкоп), 41 (верхний мел), 43 (эоцен), 64 (хадум), 227 (хадум), 228 (майкоп), 313 (верхний мел), 315 (майкоп) и наблюдательные пьезометрические скважины №№ 2, 17 и 31. В указанных скважинах проводятся систематические гидрогеологические исследования силами СевКавНИПИгаз (г. Ставрополь). Целью этих исследований является получение информации о пластовых давлениях, температуре, газонасыщенности, химическом составе водорастворённого газа, химическом составе вод.

#### Основные результаты по контрольно-наблюдательным скважинам:

Скважина № 29к (хадумский горизонт) (рис. 5) расположена в северной части структуры.

При сопоставлении временных замеров НГК, 2ННК, ИННК от 24.04.1991 г., 23.07.2008 г. и 20.10.2011 г. изменений не отмечается. По данным временных сопоставлений текущего замера НГК и замера от 24.04.1991 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа, хадума не отмечается.

Температура на глубине 516,0 м (остановка прибора) – 23,4 °С. Давление на глубине 516,0 м (остановка прибора) – 52,4 атм.

По данным термометрии, манометрии уровень жидкости в НКТ на глубине 449,8 м. Уровень по НГК в НКТ отмечается на глубине 427,5 м. По данным 2ННК в НКТ уровень на глубине 417,7 м. В э/к уровень жидкости по данным РК на глубине 501,0 м. Подъём уровня жидкости в НКТ при проведении ГИС объясняется падением  $P_{буф}$  во время исследований (стравливание давления через сальниковое устройство).

Данные устьевых датчиков

№ п/п	Вид исследования	$P_{буф}$ , атм.	$P_{загр}$ , атм.
1	ГДК	46,4–45,0	43,9–43,3
2	НГК	45,5–44,6	43,3–42,8
3	2-ННК	45,0–43,7	43,3–42,8

Скважина № 27к (караганский горизонт) (рис. 6) расположена в северо-восточной части структуры. Максимальная глубина прохождения приборов 331,9 м (караганский горизонт). Башмак НКТ (d-73 мм) по РК отбивается на глубине 305,2 м.

15.10.2008 г. проведена перфорация в интервалах 321,0-331,0 м (караганский горизонт). При испытании получен приток воды с растворённым газом.

При сопоставлении данных текущего замера РК с замером 15.10.2008 г. изменений не отмечается. Насыщение пластов-коллекторов караганского горизонта характеризуется как водонасыщенные.

Уровень жидкости в НКТ по данным манометрии, термометрии, НГК, 2ННК на глубине 19,3 м. Уровень жидкости в э/колонне по данным НГК, 2ННК на глубине 17,7 м, за э/колонной уровень – 7,4 м.

По данным временных сопоставлений НГК текущего замера и измерений от 15.10.2008 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной не отмечается.

По данным термометрии температура на глубине 326,0 м (середина интервала перфорации) 14,9 °С. По данным манометрии давление на глубине 326,0 м (середина интервала перфорации) – 30,4 атм.

Скважина № 32к (майкопский горизонт) (рис. 7) расположена в северной части структуры. Максимальная глубина прохождения приборов – 389,6 м. Башмак НКТ отмечается на глубине 248,4 м.



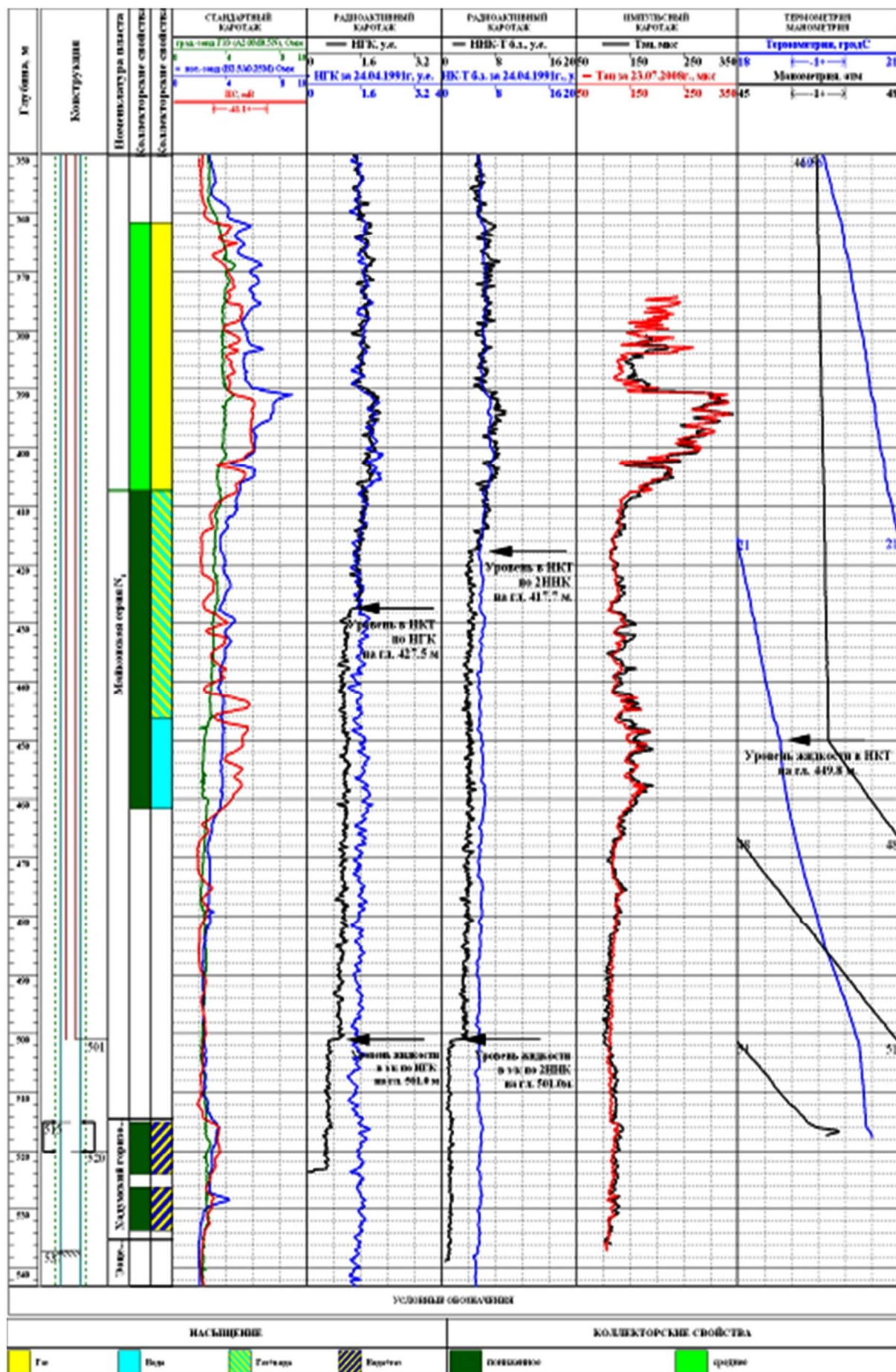


Рисунок 5 – Сопоставление временных замеров РК и ГДК (скважина № 29к)

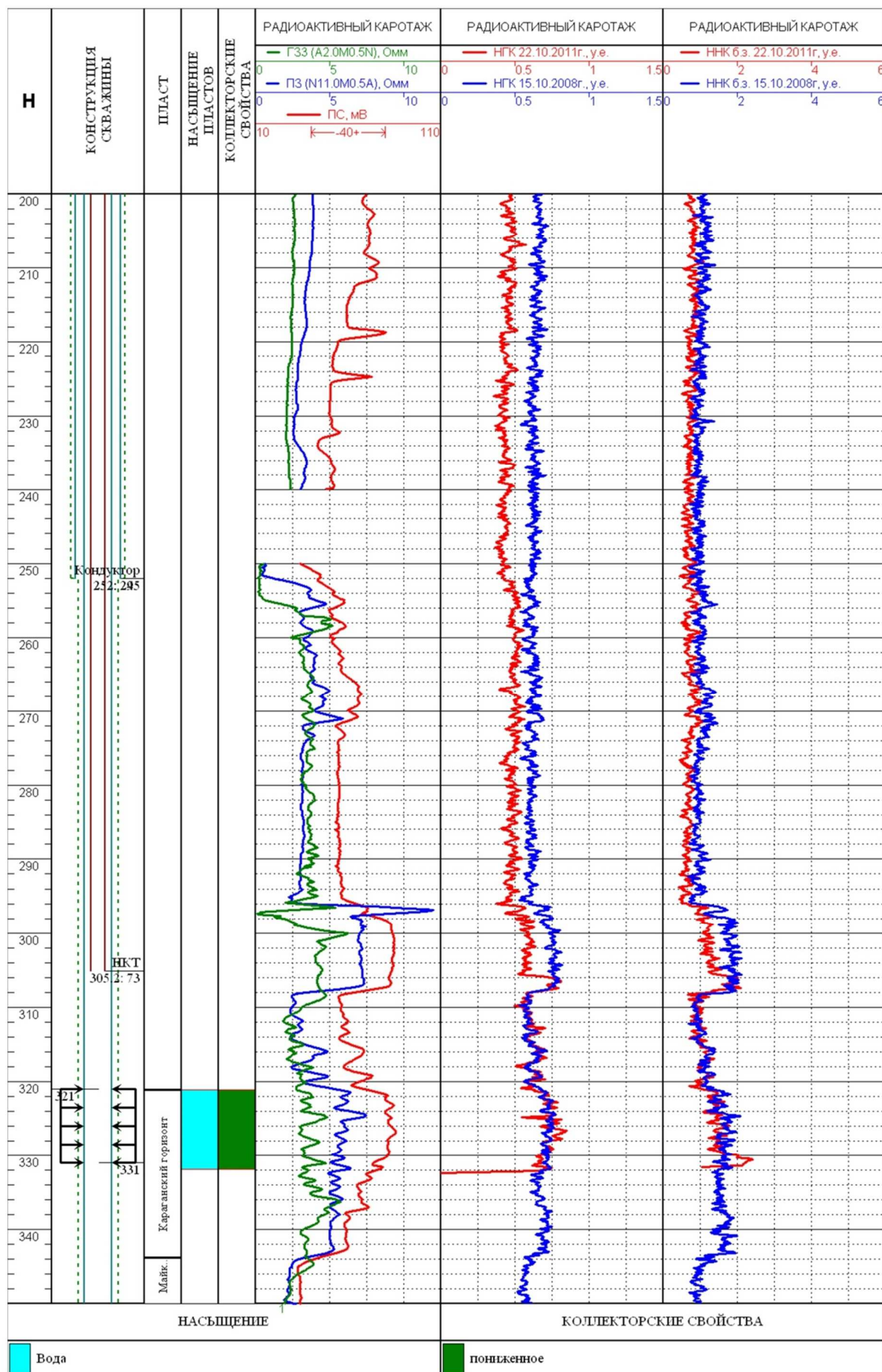


Рисунок 6 – Сопоставление временных замеров РК (скважина № 27к)

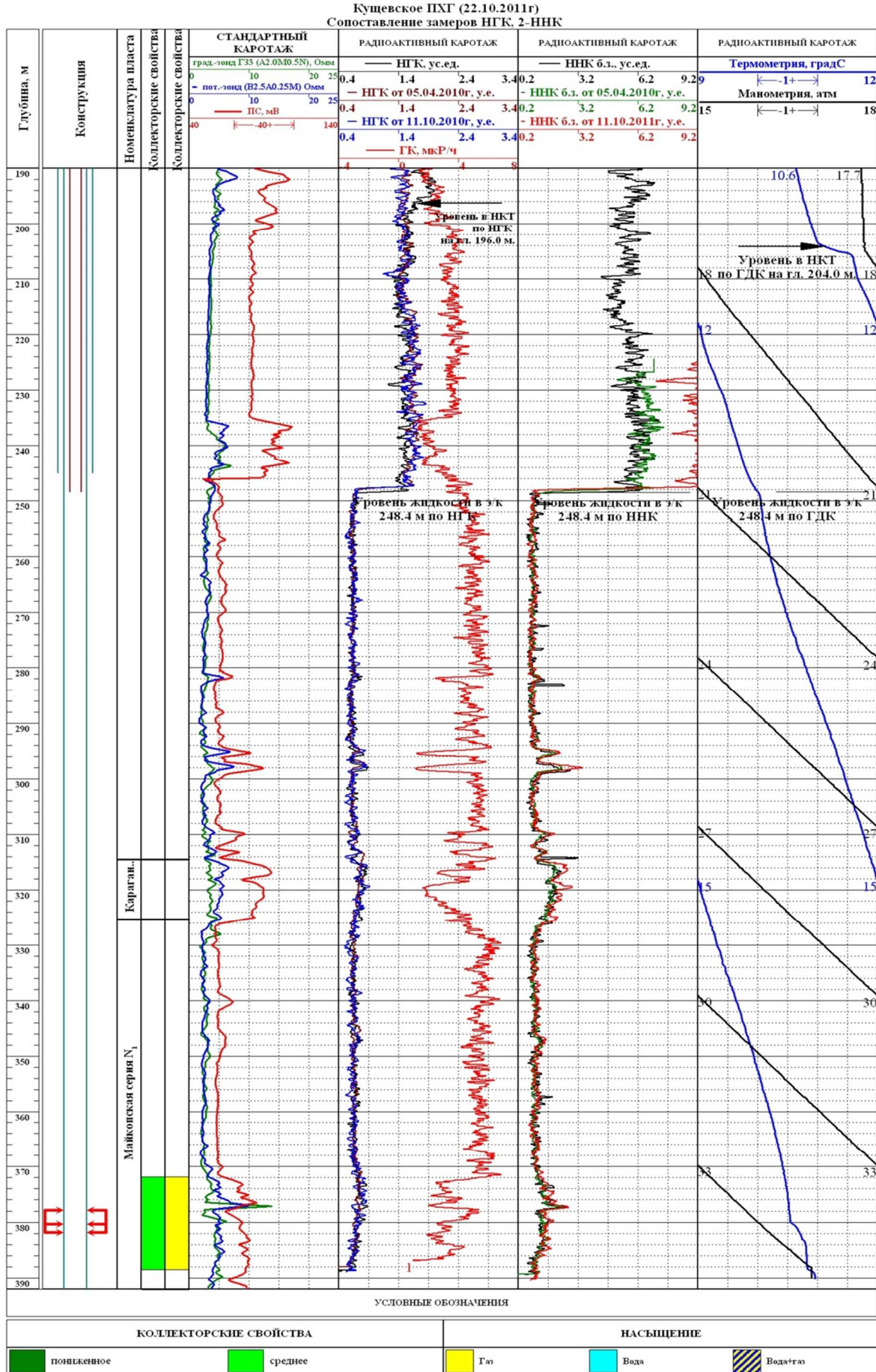


Рисунок 7 – Сопоставление временных замеров РК (скважина № 32к)

При сопоставлении временных замеров НГК и 2ННК от 05.04.2010 г., 11.10.2010 г. и 22.10.2011 г. изменений не отмечается.

По данным временных сопоставлений текущего замера НГК и замера от 11.10.2010 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа не отмечается.

По данным термометрии температура на глубине 380,0 м (середина интервала перфорации) 16,6 °С, на забое (гл. 388,0 м) температура – 16,8 °С. По данным манометрии давление на глубине 380,0 м (середина интервала перфорации) 34,0 атм., на забое 34,8 атм.

По данным НГК уровень жидкости за эксплуатационной колонной на глубине 5,2 м, в эксплуатационной колонне – 248,4 м, в НКТ – 196,0 м. По данным 2ННК уровень жидкости за эксплуатационной колонной на глубине 5,2 м, в эксплуатационной колонне – 248,4 м. По данным термометрии, манометрии уровень жидкости в эксплуатационной колонне – 248,4 м, в НКТ – 204,0 м.

По данным манометрии с глубины 0 м до 204,0 м скважина заполнена флюидом плотностью 0,05 г/см<sup>3</sup>, в интервале 204,0–248,4 м – плотность 0,6–0,8 г/см<sup>3</sup>, с глубины 248,4 м до 389,6 м (остановка прибора) плотность составляет 0,9–1,0 г/см<sup>3</sup>.

Уровень жидкости по данным НГК и ННК за эксплуатационной колонной – 5,2 м (динамики уровня не фиксируется).

Данные устьевых датчиков

№ п/п	Вид исследования	$P_{буф}$ , атм.	$P_{загр}$ , атм.
1	ГДК	17,7–18,6	25,0
2	НГК	19,4	25,0
3	2-ННК	19,4	24,8

Скважина № 43к (эоценовые отложения) (рис. 8) расположена в сводовой части структуры. Максимальная глубина прохождения приборов с учётом мёртвой зоны (м.з.): НГК (м.з. 0,3 м) – 834,7 м; 2ННК-Тмз – (м.з. 0,2 м) – 835,3 м; ГДК (м.з. 0,3) – 825,5 м. Башмак НКТ (d – 73/89 мм) отмечается на глубине 715,2 м (заявленная 712 м).

При сопоставлении временных замеров НГК в майкопских отложениях от 09.10.2008 г. и 22.10.2011 г. изменений не отмечается.

По данным 2ННК пласты-коллекторы 819–829 м, 831,2–835,1 м (остановка прибора) отложений эоцена характеризуются как водонасыщенные.

По данным манометрии и термометрии, ствол скважины заполнен водой до устья.

По данным метода НГК уровень жидкости за НКТ отмечается на глубине 138,7 м, по данным метода 2ННКт – 141,1 м.

Уровень жидкости за эксплуатационной колонной по данным РК фиксируется на глубине 5,0 м.

По данным временных сопоставлений текущего замера НГК, замера от 19.12.2003 г. и замера от 09.10.2008 г. наличие ВГС за эксплуатационной колонной в пластах-коллекторах отложений карагана, майкопа, хадума не отмечается. Замеры проводились с включенными устьевыми датчиками.

Данные устьевых датчиков

№ п/п	Вид исследования	$P_{буф}$ , атм.	$P_{загр}$ , атм.
1	НГК+ГК	2,4–2,6	16,3–16,5
2	2-ННК	3,4–3,6	16,3–16,5

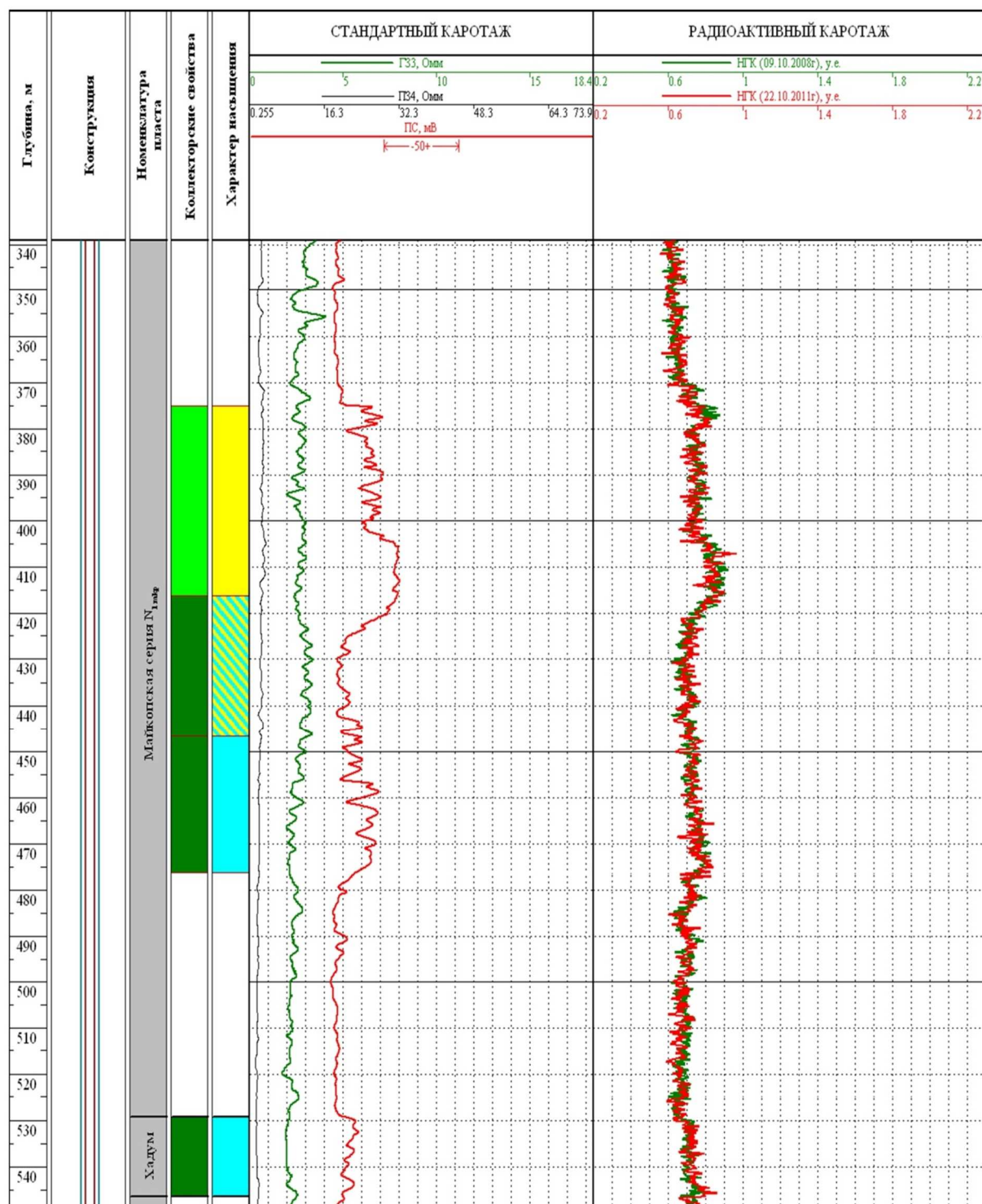


Рисунок 8 – Временные сопоставления НГК в майкопских отложениях (скважина № 43к)

### Определение текущей и остаточной газонасыщенности объектов закачки и отбора газа в наблюдательных скважинах Кущёвского ПХГ

Современная методика ВНИИЯГГ (1996 г.) предполагает использование в качестве опорных – газоносного и водоносного пластов с пористостью, одинаковой с исследуемым пластом. Из теоретических и практических работ известно, что чувствительность метода НГК к изменению водородосодержания пласта ( $W$ ) максимальна при низких значениях и минимальна при высоких величинах водородосодержания. При постоянной пористости и составе скелета значение скорости счёта ( $J$ ) однозначно связано с изменением газонасыщенности  $K_n$  или объёмной влажности  $W_B = K_n \cdot K_g$ . Вид зависимости величины  $J$  от  $lg(K_{вt})$  близок к линейному. Аналогичная закономерность

наблюдается и для метода ННКТ. Для газонасыщенных пластов она основана на связи объёмной влажности  $W_e$  и скорости счёта  $J$ . Считается, что при значениях  $K_n > 0,15$  на эту зависимость не влияет пористость исследуемых коллекторов в диапазоне объёмной влажности 0,03–0,36.

Связь показаний нейтронного каротажа с  $K_e$  для методов НГК и НКТ выражается уравнением вида (В.Н. Дахнов):

$$P_n^* = J_k/J_e = 1 - A \cdot \lg(1 - K_e), \quad (1)$$

где  $P_n^*$  – относительный параметр насыщения;  $J_k$  и  $J_e$  – соответственно показания НК против газоносного пласта и против этого же пласта полностью насыщенного водой;  $A$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от условий измерений и применяемой аппаратуры.

Показания НК против исследуемого пласта при  $K_e = 0,6$  (максимально возможная газонасыщенность). Тогда для гранулярных нижнемеловых коллекторов Кущёвского ПХГ зависимость показаний НГК и НКТ от  $K_e$  описывается единой зависимостью вида:

$$q = -0,79 \cdot \lg(1 - K_e). \quad (2)$$

Эффективное применение данной методики возможно при точном определении пористости опорных пластов. По палеткам «Halliburton» проведён анализ закономерности изменения водородосодержания для неглинистых коллекторов с пористостью от 0,15 до 0,35 от газонасыщенности и получена соответствующая палетка  $Kt = F(q, K_n)$ .

Из этих данных однозначно следует, что для компенсированного прибора НКТ зависимость (2) описывает только общий ход кривой, и для коллекторов с различной пористостью она аппроксимируется с различными значениями коэффициентов. Автором рекомендуется избирательное использование данной методики, в особо благоприятных условиях, для экспресс-анализа изменения газонасыщенности.

Методика К.М. Абдуллаева и др. (1988) предусматривает использование в качестве опорных пластов неразмываемые глины и газоносный пласт с любыми высокими значениями  $K_n$  и  $K_e$ . Экспериментальная палетка была получена по результатам повторных замеров НГК в четырёх скважинах газового месторождения Газли. Среднеквадратическая относительная погрешность определения  $K_e$  составила от 30 до 5 % при изменении газонасыщенности от 0,2 до 0,9. Данная методика является более универсальной в выборе опорных пластов, поскольку учитывает пористость коллекторов. Основным недостатком ее является неучёт содержания глинистого материала в составе проницаемых пород.

Более совершенной методикой оценки  $K_e^{\text{тек}}$  по данным НК является усовершенствованная автором методика ВНИИГАЗ (2000 г). Соискателем, на основании имитационного моделирования, выполнен анализ закономерности изменения водородосодержания газонасыщенных коллекторов от газонасыщенности и получены соответствующие палетки типа  $Kr = f(W, C_n)$ . Модель глины в рассчитанных палетках принята следующая; содержание связанной воды в молекуле глины – 10 молекул  $H_2O$ ; плотность глинистой фракции – 2,87 г/см<sup>3</sup>. Для выявления закономерности связи газонасыщенности –  $K_e$  с водосодержанием –  $W$ , пористостью –  $K_n$ , и глинистостью –  $K_{гп}$  автором использовалась программа моделирования «поле» (ВНИИГеосистем). Из палетки, рассчитанной для неглинистого коллектора без учёта предлагаемых поправок, также следует, что для НК уравнение (2) описывает только общий ход кривой и для коллекторов с соответствующей пористостью существует своя закономерность. При этом погрешности оценки газонасыщенности по нему могут в худших случаях достигать 70 %. Неучёт содержания в порах коллектора глинистых минералов приводит к ещё большим погрешностям. Последнее подтверждается сопоставлением рассчитанных по данным электрических методов значений  $K_e$  в открытом стволе и полученных в результате моделирования, а также палетками при  $C_{гп} > 0,1$ .

Статистическая связь между объёмной глинистостью  $K_{гпм}$  и данными гранулометрии  $K_{гп}$  выражается уравнением (Шнурман И.Г. 2001):

$$K_{гпм} = 0,45 \cdot K_{гп} - 1,74. \quad (3)$$

С учётом последнего выражения построена палетка зависимости водородосодержания по данным НГК от коэффициента газонасыщенности, при различных значениях пористости коллектора.

Изучение информационных возможности методов НК в наблюдательных скважинах Кущёвского ПХГ при различных типах конструкции скважины, параметрах промысловой жидкости (ПЖ) и фактической геометрии ствола скважины. При замерах нейтронного гамма-каротажа (НТК) в скважинах используются послеинверсионные зонды длиной более 50 см, поэтому показания НТК уменьшаются при возрастании водородосодержания.

С увеличением длины зонда увеличивается глубинность исследований и уменьшается влияние скважинных условий. Для определения пористости коллекторов, насыщенных водой и нефтью, автором рекомендуется применять зонды НГК длиной 60 см, для оценки газонасыщенности – более длинные зонды, длиной от 70 до 90 см и использовать мощные источники нейтронов ( $>10^7$  нейтр/с).

Таким образом, автором обоснована методика определения газонасыщенности в наблюдательных скважинах по данным нейтронного каротажа, учитывающая глинистость и информационные возможности методов НК в сложных коллекторах нижнемеловых отложений Кущёвского ПХГ.

### **Оценка продуктивности коллекторов в действующих скважинах подземных газохранилищ по данным газодинамических исследований**

Прогноз продуктивности коллекторов возможен по результатам интерпретации комплекса ГИС в открытом стволе (ГИС-бурение) и гидродинамических исследований скважин (ГДК) в колонне через насоснокомпрессорные трубы (НКТ). Такой прогноз необходим для оценки степени освоённости призабойных зон и прогноза средних удельных дебитов пластов и скважин в целом на начальной стадии разработки месторождения и в процессе эксплуатации.

Автором рассмотрены два принципиально различных подхода к оценке дебитов пластов в продуктивной части разреза скважин.

Первый основан на измерении скорости потока газа по стволу скважины. При этом датчики скорости непосредственно контактируют с потоком и для оценки дебита ( $Q$ ) того или иного участка необходимо знать скорость ( $V$ ) и нормальное сечение ( $d_{тр}$ ) потока. Установленная автором связь между скоростью газового потока  $V$  и дебитом  $Q$  с учётом известного уравнения скорости потока (С.П. Омесь, 1974) имеет вид:

$$V = 4 \cdot P_n \cdot Z / T_n \cdot Q / P d_{тр}^2 - 80400, \quad (4)$$

где  $V$  – скорость газа, м/сек;  $Q$  – дебит газа, м<sup>3</sup>/сут.;  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа (рассчитывают по зависимости коэффициента сверхсжимаемости от приведённых давлений и температуры);  $P_n$  – нормальное давление ( $P_n = 1,03$  кг/см<sup>2</sup>);  $T_n$  – нормальная температура ( $T_n = 293$  °K);  $T$  – температура в исследуемом интервале, °K;  $P$  – давление в стволе скважины против исследуемого интервала в кг/см;  $d_{тр}$  – диаметр трубы в исследуемом интервале, м.

Дебит отдельного пласта рассчитывается по формуле:

$$Q_n = Q_y - Q_{y(n-1)}, \quad (5)$$

где  $Q_n$  – дебит  $n$ -го пласта;  $Q_y$  – суммарный дебит  $n$  пластов;  $Q_{y(n-1)}$  – суммарный дебит  $(n-1)$  пластов.

Описанная методика достаточно эффективно может применяться для оценки продуктивности пластов при отсутствии механических примесей в потоке газа, однородной породной структуре потока, удовлетворительном метрологическом обеспечении и тарировке используемых механических расходомеров.

Второй подход к оценке дебитов связан с изучением вторичных явлений, вызванных особенностями движения газа по пласту, притока его в ствол скважины и подъёма от забоя к устью и наоборот. Одним из таких методов является термометрия, использующая для оценки дебита дроссельный и каллометрический эффекты, другим – изучение акустических полей в зоне притока. Приборы, в которых реализован этот подход, не требуют

обязательного контакта с движущимся флюидом и знание геометрических параметров потока, что очень важно при исследовании участков разреза, перекрытых насосно-компрессорными трубами. Рекомендуемая автором формула для оценки дебита газа в этом случае имеет вид:

$$q_{пл} = q_{см} \cdot (T_{см} - T_{под}) / (T^* - T_{под}), \quad (6)$$

где  $T_{под}$ ,  $T^*$ ,  $T_{см}$  – температуры газа, подходящую снизу, выходящей из пласта и смеси;  $q_{пл}$ ,  $q_{см}$  – количество газа для тех же условий.

Выполненное автором сопоставление оценок проницаемости пластов по данным ГИС и керну с проницаемостью по данным газодинамического каротажа позволяет оценить степень освоённости скважин. Коэффициент проницаемости  $K_M$  в призабойной зоне пластов, рассчитанный по данным глубинных газодинамических исследований, как правило, ниже  $K_{пр}$  по керну. Это свидетельствует о том, что в исследуемых скважинах требуется очистка их призабойных зон для увеличения продуктивности отдельных пластов и скважин в целом.

Для расчёта дебитов отдельных пластов автором предложена аналитическая зависимость между скоростью потока газа и его дебитом следующего вида:

$$Q = (80400 \cdot n \cdot T_H \cdot d_{тр}^2 / 4zn) \cdot (P_{заб} / T_{заб}) \cdot V, \quad (7)$$

где  $V$  – скорость потока газа, м/сек;  $Q$  – количество газа, м<sup>3</sup>/сут;  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа;  $P_H$  – нормальное давление (1,03 кг/см<sup>3</sup>);  $P_{заб}$  – забойное давление в стволе скважины против исследуемого интервала, кг/см;  $T_H$  – нормальная температура, равная 298 °К;  $T_{заб}$  – температура на забое скважины против исследуемого интервала, °К;  $d_{тр}$  – внутренний диаметр трубы в исследуемом интервале, м.

Следующим этапом работы явилось определение коэффициентов фильтрационного сопротивления  $a$  и  $b$  отдельных работающих пластов, входящих в уравнение притока газа к забою скважины. Это уравнение характеризует зависимость потерь давления в пласте ( $P_{101}^2 - P_{мг}^2$ ) от дебита газа  $Q$  и выражается формулой:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + \epsilon \cdot Q^2, \quad (8)$$

где  $a$  и  $b$  коэффициенты фильтрационного сопротивления, МПа<sup>2</sup>/тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Коэффициент  $a$  и  $b$  зависят от параметров призабойной зоны пористой среды и конструкции забоя скважины. При движении газа в изотропном пласте к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине коэффициенты  $a$  и  $b$  определяются из выражений:

$$a = (116 \cdot m \cdot Z \cdot T_{пл}) / (p \cdot K \cdot h \cdot P_{ам} \cdot T_{СТ}) \cdot (\ln(R_K / R_c) + C_1 + C_2), \quad (9)$$

$$b = (p_{СТ} \cdot Z \cdot P_{ам} \cdot T_{пл} / 2p^2 \cdot T_{см}) \cdot ((1/R_c) - 1/R_K) + C_3 + C_4, \quad (10)$$

где  $m$  – коэффициент динамической вязкости газа при  $P_{пл}$  и  $T_{пл}$ , сП;  $K$  – проницаемость пласта, Д;  $h$  – эффективная мощность, м;  $p_{см}$  – плотность газа при  $P_{ам}$  и  $T_{см}$ ;  $l$  – коэффициент макрошероховатости;  $R_K$  – радиус контура питания, м;  $R_c$  – радиус скважины, м;  $C_1$  и  $C_2$  – коэффициенты несовершенства по степени вскрытия;  $C_3$  и  $C_4$  – коэффициенты несовершенства по характеру вскрытия.

Поскольку зависимость между дебитом газа  $Q$  и разностью квадратов ( $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ ) не является линейной, значение удельных дебитов пластов, определяемых выражением  $n = Q / (P_{пл}^2 - P_{заб}^2) \cdot h_{эф}$ , рассчитаны автором для идентичных условий эксплуатации. Пересчёт дебитов на первоначальное пластовое давление залежи и рабочую депрессию осуществляется при этом по формуле:

$$Q_{пересеч} = -a \pm \sqrt{a^2 + 4\epsilon (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)} / 2\epsilon. \quad (11)$$

На основании анализа современного состояния геофизических исследований Кущёвского ПХГ автором рекомендуется соблюдать следующие условия скважинных исследований:



- исследования должны проводиться одним и тем же типом прибора;
- выбранный аппаратный комплекс должен быть проэталонирован на имитаторах пористости;
- скорость каротажа должна быть одинаковой для всей группы замеров;
- исследования должны быть проведены после расформирования зоны проникновения.

Таким образом, усовершенствован способ оценки продуктивности сложных нижнемеловых коллекторов Кущёвского ПХГ по данным газодинамического каротажа на основе двух универсальных методик, различающихся по регистрируемым физическим полям и измеряемым параметрам пластов, скважины и потока флюида. Предложена технология проведения газодинамических исследований для максимально информативной и точной оценки подсчётных параметров пластов-коллекторов.

### **Эффективность применения разработанной методики оценки текущей газонасыщенности и продуктивности коллекторов в геофизических и действующих скважинах Кущёвского ПХГ**

При оценке эффективности разработанных соискателем новых технико-методических решений в наблюдательных и действующих скважинах Кущёвского ПХГ, учитывающих флюидонасыщение и газодинамические процессы в пласте, индивидуальные особенности и метрологию промыслово-геофизической аппаратуры определялись следующие характеристики работы пласта и скважины в целом:

- продуктивности пласта и расхода флюида;
- энергетических параметров пласта ( $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_{нас}$ ,  $T_{пл}$ ,  $T_{заб}$ );
- интервалов притока и поглощения жидкости;
- мест притока газа.

Для оценки эффективности методики определения  $K_e$  в наблюдательных скважинах автором были использованы исследования, проводившиеся с марта 1995 года по апрель 1998 года двухзондовым прибором ННКт – СРК Щ5 в скважине № 318н. Для этого прибора были построены зависимости показаний ( $J$ ) от пористости имитаторов ( $K$ ). По ним в дальнейшем и находились значения кажущейся ( $K_n$ ) пористости. Определены текущие значения коэффициента газонасыщенности для прослоев пласта Ia. Пласт Ia' не рассматривался из-за того, что в нём продолжается процесс расформирования зоны проникновения.

Особый интерес представляет исследование динамики расформирования зоны проникновения в пласте Ia. Изменение показаний большого зонда 2-х ННКт в верхней части пласта обусловлены постепенным вытеснением фильтрата бурового раствора. В то же время нижняя часть пласта с июля по август 1994 года также характеризуется повышением показаний нейтронного каротажа. В период отбора, с августа по декабрь 1994 года, в интервале 1386–1390 м регистрируется уменьшение показаний, что, в свою очередь, можно объяснить оттеснением пластовой воды из практически расформированной зоны проникновения в верхней части пласта Ia.

Если рассматривать временные сопоставления показаний большого зонда ННКт, сгруппированные по режимам работы подземного хранилища, то из этих данных видно, что наибольшая динамика изменений показаний нейтронного каротажа отмечается в нижней части пласта Ia (качественный признак).

При этом хорошо прослеживается связь между режимом (циклом) подземного газохранилища и динамикой изменения интенсивности поля тепловых нейтронов: при исследованиях после закачки (весна-лето) показания ИНК выше по отношению к показаниям НИК после цикла отбора (осень-зима). В прослоях пласта Ia коэффициент газонасыщенности изменялся 0,15–0,42.

Наименьшими значениями газонасыщенности характеризуется интервал 1385,2–1388,4 м, здесь максимальное значение  $K_e$  – 0,2 совпадает с окончанием цикла закачки (октябрь 1996 г.). Интервал 1384,5–1388,4 м характеризуется периодическим изменением газонасыщенности связанным с цикловым режимом работы ПХГ. Данный интервал можно отнести к газоводяной переходной зоне.

Интервал 1380,3–1385,2 м характеризуется повышением значений  $K_e$  до ноября 1995 года и практически неизменяющимся после этой даты. Временные изменения ко-

эффициентов газонасыщенности по данным нейтронного каротажа до ноября 1995 года в основном связаны с расформированием зоны проникновения. Начиная с замера 30.11.1995 г. коэффициенты газонасыщенности всех прослоев верхней части пласта Ia, стабилизируются и не меняются во времени.

Таким образом, установлено, что эксплуатация Кущёвского ПХГ (в районе расположения наблюдательной скважины 318н) тяготеет к газовому режиму. В случае нарушения системных допусков по объёмам отбора активного газа на ПХГ, возникнет ситуация с аномальным понижением  $P_{пл}$  и снижением коэффициентов газонасыщенности переходной зоны пласта Ia ниже критических. Это приведёт к появлению газоводяного контакта и упруговодонапорному режиму эксплуатации ПХГ. Повышение объёмов закачки газа в зоне скважины № 318н обусловит появление газоводяного контакта в пласте Ia. Пластовое давление в пласте Ia при этом должно возрасти на 4–5 МПа.

Пример количественной оценки, по предлагаемой методике, текущего коэффициента газонасыщенности пласта Ia в наблюдательной скважине № 318 Кущёвского ПХГ приводится в таблице 4.

Таблица 4 – Изменение газонасыщенности прослоев пласта 1а скважины № 318н

Интервал	Закачка	Отбор	Закачка	Отбор	Закачка	Отбор	Закачка
1380,3–1381,7	39,51	42,04	42,67	41,94	41,84	41,99	41,99
1381,7–1382,9	34,76	36,13	36,81	36,19	36,08	36,18	36,58
1382,9–1383,9	31,84	34,12	34,24	34,02	33,72	33,83	33,91
1383,9–1384,5	24,53	28,65	26,26	29,00	26,84	29,21	28,04
1384,5–1385,2	30,56	32,06	32,50	32,17	32,13	32,28	32,57
1385,2–1387,4	18,97	19,05	16,93	19,29	17,06	19,20	18,70
1387,4–1388,4	14,46	19,95	15,41	20,01	16,84	19,95	17,83

Таким образом, выполненные автором исследования позволили провести количественную интерпретацию динамики насыщения продуктивного пласта рекомендовать меры по предотвращению прорывного обводнения наиболее продуктивных участков скважин, производить прогнозирование состояния залежи в целом и по отдельным участкам.

Очевидно, что определение текущего газонасыщения в наблюдательных скважинах отличается по ряду параметров от эксплуатационных. К таковым относятся: многофазное заполнение ствола скважины, перфорация продуктивных интервалов, наличие насосно-компрессорных труб, а также иные динамические характеристики эксплуатации скважины.

Для того чтобы оценить применимость разработанной методики в эксплуатационных скважинах, были рассмотрены проведённые в июле 2001 года комплексные газодинамико-геофизические исследования по скважине № 178э Кущёвского подземного хранилища газа. Эти исследования проводились с целью:

- определения работающих интервалов (профиля приёмистости) и фильтрационных параметров;
- оценки текущей газонасыщенности продуктивной толщи нижнемеловых отложений (качественный уровень);
- оценки относительной продуктивности совместно эксплуатируемых пластов;
- определения интервальных дебитов, забойных и пластовых давлений.

Исследования проводились на различных стационарных и нестационарных режимах работы скважины. На всех режимах регистрировались устьевые буферные и затрубные давления.

Для определения расходов газа на режимах были использованы следующие формулы (В.Н. Дахнов, С.П. Омесь, 1980):

$$Q = K_{сут} \cdot K_{поправ} \cdot h_{план}, \quad (12)$$

где  $h_{план} = \% \text{ план} \cdot 0,075$  (% план – показания на планшете дифференциального манометра);

$$K_{\text{поправ}} = P_{\text{абс}}/T \cdot Z, \quad (13)$$

где  $T$  – температура на коллекторе, °K;  $Z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Коэффициент  $K_{\text{сум}}$  определяется на Кущёвской СПХГ, и для эксплуатационной скважины № 178 составляет 69363.

Для определения объёма закачиваемого газа автором использована зависимость между комплексным параметром  $\Delta T$  и расходом газа ( $Q$ ), определенным на групповой станции для этого времени периода.

Определение дебита  $i$ -го пласта проводилось в следующем порядке:

- определение  $\Delta T$  выше исследуемого интервала;
- определение расход  $i$ -го пласта. Обработка данных газодинамических исследований проводилась методом индикаторных линий (ИЛ). Определение расхода производилось по зависимости объёма закачиваемого газа от показаний термоманометра.

Для интерпретации данных автором использовано уравнение приток пш щ забойю скважины, характеризующее зависимость потери энергии пласта ( $P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2$ ) от расхода газа (Р.А. Резванов, 1988):

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2 + C, \quad (14)$$

где  $a$  и  $b$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления, зависящие от параметров призабойной зоны пласта и конструкции забоя скважины;  $P_{\text{пл}}$  и  $P_{\text{заб}}$  – соответственно пластовое и забойное давления, МПа;  $Q$  – расход газа при  $P_{\text{атм}}$  и  $T_{\text{ст}}$ , м<sup>3</sup>/сут.

По полученным в ходе исследований на стационарных режимах фильтрации значениям  $P_{\text{заб}}$  и  $Q_i$ , построены графики зависимости  $P_{\text{заб}} = f(Q)$  для всей продуктивной толщи и поинтервально. По значениям  $P_{\text{заб}}$  и  $Q$ , методом наименьших квадратов (МНК) было найдено уравнение зависимости  $P_{\text{заб}} = f(Q)$ . Пластовое давление определялось как отрезок, отсекаемый на оси ординат полученной линией регрессии.

По вычисленным значениям  $P_{\text{пл}}$  найдены отношения  $(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)$  от  $Q$  или  $(\Delta P^2)$  от  $Q$ , для которых построены сопоставления  $\Delta P^2 = f(Q)$ . По данной зависимости были определены величины дС. Перестроив ИЛ в координатах  $(\Delta P^2 - дС)/Q$  от  $Q$ , определяем фильтрационные коэффициенты  $a$  и  $b$  как для каждого интервала в отдельности, так и для всего в целом.

Для количественного определения газонасыщенности были привлечены дополнительные данные по коэффициентам глинистости, пористости, определенным по комплексу ГИС в открытом стволе. В отличие от определения  $K_e$  в геофизической скважине № 318, в данном примере для определения кажущейся пористости использовалась зависимость  $K_{\text{п}}^{\text{ННК}}$  от длины релаксации нейтронов  $L_p$ .

Рядом исследователей (А.С. Михайлин, Ю.П. Потапенко, 1997) предлагалось использовать для определения кажущейся пористости переходные коэффициенты от показаний прибора СРК<sub>М</sub> к показаниям прибора СРК. Проведенный шпором анализ данных показал, что учёт влияния скважинных условий для таких преобразований оказывается неполным. Показано, что зависимость (21) является универсальной для приборов двухзондовой модификации ННКт. Определив её для нескольких приборов СРК, можно убедиться, что она идентична. Автором сделан вывод – зависимость будет справедлива для приборов с разными длинами зондов при одинаковых параметрах пластов.

Использование линейной зависимости  $K_{\text{п}}^{\text{ННК}}$  от относительного параметра ИНК\* возможно только для приборов типа СРК (длина зондов  $z_1 = 0,26$  м,  $z_2 = 0,51$  м), так как возможна его эталонировка на имитаторах пористости.

Установлено, что при значительных значениях длины зонда (более 70 см) зависимость  $L_p = f(K_{\text{п}}^{\text{ННК}})$  достаточно универсальна: она не зависит от минерализации вод, положения прибора в скважине (следовательно, от наличия и положения обсадной колонны), а также от изменений диаметра скважины. Наибольшая точность замеров нейтронного каротажа обеспечивается при одновременной регистрации диаграмм обоих зондов, поскольку при этом полностью или частично исключаются влияние источника питания, температуры и, что особенно важно, изменений мощности источника нейтронов. Последний факт, по мнению автора, наиболее важен, так как все рассматриваемые измерения произ-

ведены с источником PI-Be ( $T_{1/2} = 137$  дней), который не характеризуется стабильным выходом нейтронов. Рекомендуются автором источники  $^{238}\text{Pu-Be}$  ( $T_{1/2} = 86,4$  года) позволят снизить флуктуации как в методе ННК, так и в методе НГК.

Определенные автором значения газонасыщенности в обсаженных скважинах достаточно уверенно коррелируются со значениями  $K_e$ , определенными в открытом стволе ( $K_e^{\text{отмкст}}$ ) по материалам ГИС в бурящихся вертикальных и горизонтальных скважинах. Наблюдаемое увеличение  $K_e$  по отношению к  $K_e^{\text{отмкст}}$  обусловлено по мнению автора, расформированием зоны проникновения. В то же время нижняя часть рассматриваемого объекта характеризуется небольшой газонасыщенностью (табл. 4), очевидно связанной с тем, что в пластах осталась связанная вода.

Таким образом, автором впервые на примере Кущёвского ПХГ установлено, что в скважинах, находящихся в приконтурной зоне, изменение давления на панах закачки и отбора газа приводят к значительному изменению коэффициентов текущей газонасыщенности  $K_e^{\text{тек}}$  из-за поступления воды из нижележащих участков пласта. Доказано, что существующими методами ГИС возможно и количественное определение коэффициентов текущей  $K_e$  газонасыщенности в сложных пластах-коллекторах Кущёвского ПХГ всех скважин.

На фактическом скважинном материале впервые показана эффективность разработанной методики оценки коэффициента газонасыщенности с учётом сложного литологического строения пластов, газодинамических параметров, особенностей настройки и метрологии применяемой аппаратуры нейтронного каротажа.

## Литература:

1. Отчёт о результатах промыслово-геофизических работ за 2011 год по предприятию ПФ «Кубаньгазгеофизика». – пос. Афицкий, 2011.
2. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М. : Недра, 1984. – 432 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : КубГУ, 2006. – 210 с.
8. Писклов С.С. Разработка методики определения газоснабжения и продуктивности сложных коллекторов – объектов закачки и отбора газа в подземных газохранилищах (на примере Кущёвского ПХГ) : автореф. дис. ... канд. геолого-минералогических наук. – Краснодар, 2005. – 24 с.
9. Писклов С.С., Шнурман И.Г. Михайлин А.С. Технология изучения разрезов горизонтальных скважин по данным ГИС на Кущёвском ПХГ // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2002. – Вып. 14. – С. 134–142.
10. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
11. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
12. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Амурский А.Г., Боголюбов Е.П., Титов И.А., Шипунов М.В. Многозондовая аппаратура импульсного нейтрон-нейтронного каротажа АИНК-89 // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерное приборостроение. – М. : Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова, 2001. – Выпуск 1 (19) Нейтронные генераторы и аппаратура на их основе. – С. 39–45.
14. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Шаманов С.А., Шипица В.Ф., Еремин Г.А. Опыт создания герметичного заколонного пространства скважин при строительстве Кущёвского ПХГ //

Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2000. – С. 71–81.

15. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации, 2013. – № 3/2013. – С. 33–37.

16. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 81–87.

17. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.

18. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного за колонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15–21.

19. Коникиевич Е.И., Просёлков Ю.М. Границы колебаний температуры в скважинах Кущёвского ПХГ // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2003. – С. 292–296.

20. Котлярова Е.М., Алиев З.С. Газодинамические исследования скважин Кущёвского ПХГ // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – № 2 (287). – С. 86–96.

21. Панцарников Д.С., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.

22. Шальская С.В. Геолого-геофизическая характеристика района Кущёвского ПХГ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/32.PDF>

23. Шальская С.В. Техника и методика проведения ГИС-контроля на Кущёвском ПХГ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/33.PDF>

## References:

1. Report on the results of field geophysical works in 2011 at the enterprise of PF Kubangaz-geofizika. – Afipsky settlement, 2011.

2. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of oil and gas wells: textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.

5. Dyakonov D.I., Leontief E.I., Kuznetsov G.S. General course of the geophysical well investigations. – M. : Nedra, 1984. – 432 p.

6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical researches at construction and operation of wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

7. Konoplyov Yu.V. Geophysical methods of control over the oil and gas fields development: a manual. – Krasnodar : Kuban State University, 2006. – 210 p.

8. Pisklov S.S. Development of the methodology for determination of the gas supply and productivity of the complex reservoirs – the objects of gas injection and withdrawal in the underground gas storages (on the example of Kushchevskoye UGSF): autoref. ... Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. – Krasnodar, 2005. – 24 p.

9. Pisklov S.S., Shnurman I.G., Mikhailin A.S. Technology of studying horizontal well sections according to GIS data at Kushchevskoye UGS // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : RMS of the Russian Federation IA, 2002. – Issue. 14. – P. 134–142.

10. Popov V.V., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocheerkassk : Lik, 2017. – 326 p.

11. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies: textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
12. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – Мю : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
13. Amurskiy A.G., Bogolyubov E.P., Titov I.A., Shipunov M.V. Multiprobe equipment of the pulsed neutron-neutron-neutron logging AINC–89 // Voprosy nuclia i tekhniki. Series: Nuclear instrumentation. – М. : All-Russian Research Institute of Automatics named N.L. Dukhov, 2001. – Is. 1 (19) Neutron generators and equipment based on them. – P. 39–45.
14. Basarygin Y.M., Bulatov A.I., Shamanov S.A., Shipitsa V.F., Eremin G.A. Experience of creating a sealed behind-the-casing space of wells during the construction of the Kushchevskoye UGSF // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : LLC Prosveshchenie–South, 2000. – P. 71–81.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology of the geological and geophysical control of the technical condition of the gas and gas condensate wells crepe, including those with abnormally high formation pressures and temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3/2013. – P. 33–37.
16. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Increase of information efficiency of thermometry method during geophysical researches at oil–and–gas fields and UGS facilities // Bulatovskie readings: materials of the I International scientific–practical conference (March 31, 2017): in 5 v.: collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok, prof. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 81–87.
17. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Enhancement of the reliability of the geophysical methods in the directional and horizontal wells (in Russian) // Inzhe-ner-oil. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
18. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Concept of geological and geophysical control of the technical condition of casing strings and cemented casing space in wells at oil and gas fields and underground gas storage facilities // Bulletin of the Association of Drilling Contractors. – 2019. – № 2. – P. 15–21.
19. Konikevich E.I., Proselkov Y.M. Temperature fluctuation boundaries in the Kushchevskoye UGS wells // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2003. – P. 292–296.
20. Kotlyarova E.M., Aliev Z.S. Gas-dynamic research of the Kuhchevskoye UGSF wells // Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas I.M. Gubkin, 2017. – № 2 (287). – P. 86–96.
21. Pantsarnikov D.S., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Savenok O.V. Technique and technology of the geophysical methods of investigation of horizontal wells at the Fedorovskoye oil and gas field // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 1/2016. – P. 42–45.
22. Shalskaya S.V. Geological and geophysical characteristics of the Kushchevskoye UGSF area // Herald of Student Science, Department of Information Systems and Programming. – 2019. – № 01 – URL: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2019/01/32.PDF>
23. Shalskaya S.V. Technique and methodology of GIS-control at Kushchevskoye UGS // Herald of student science of information systems and programming department. – 2019. – № 01 – URL: <http://vs.n.esrae.ru/pdf/2019/01/33.PDF>