УДК 550.3

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНЫХ МУФТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И СКВОЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С БОЛЬШИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

IMPROVEMENT OF TECHNIQUE AND TECHNOLOGY FOR DETERMINING LEAKY COUPLINGS AND THROUGH-HOLE CASING DAMAGE IN OIL FIELDS WITH A LARGE GAS FACTOR

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

Аннотация. Рассматривается проблема обнаружения негерметичных муфтовых соединений, сквозных «проржавлений» и повреждений обсадных колонн геофизическими методами в газовых скважинах и нефтяных скважинах на месторождениях с большим газовым фактором. Показано, что при малых утечках (по газу) применение традиционных методов геофизических исследований и существующих технических средств не даёт результата. Особое внимание уделяется методу термометрии и термометрам нового поколения типа ВМСТ-1, обладающих высокой чувствительностью и малой тепловой инерцией, позволяющих повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Ключевые слова: скважина, муфтовые соединения, геофизические исследования, скважинный термометр, точность, тепловая инерция, новая технология, эффективность.

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 problem of detection of leaky couplings, through holes and casing damages by geophysical methods in gas wells and oil wells in fields with a large gas factor is considered. It is shown that for small leaks (over gas), the application of traditional methods of geophysical research and existing technical means does not yield a result. Special attention is paid to the method of thermometry and thermometers of a new generation of the VMST-1 type, which have high sensitivity and low thermal inertia, which make it possible to increase the accuracy of recording the thermal field along the well axis by eliminating the effect of «smearing» of the temperature anomalies caused by the considerable thermal inertia of known well thermometers.

Keywords: borehole, couplings, geophysical studies, borehole thermometer, accuracy, thermal inertia, new technology, efficiency.

Месторождения Краснодарского края в большинстве своём находятся на поздней стадии эксплуатации. Нефтяные пласты на указанных месторождениях снижают свою производительность, наблюдается интенсивное обводнение добываемой продукции скважин.

В ряде случаев, целесообразен переход от добычи нефти к извлечению газа из газовой шапки в вышележащих горизонтах. Однако при переводе нефтяных скважин на верхний интервал эксплуатации в газовом режиме, муфтовые соединения обсадных колонн, будучи герметичными по нефти, оказываются негерметичными по газу. Поэтому проблема определения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками (по газу) приобретает всё большую актуальность.

В соответствии с действующими руководящими документами (РД 39-I-1190-84 и РД 153-39.0-072-01) негерметичные муфтовые соединения, сквозные «проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают с помощью скважинных термометров, расходомеров, локаторов муфт, трубных профилемеров ПТС-4 и ПТС-100, индукционных дефектоскопов ДСИ-1, магнито-импульсных дефектоскопов-толщиномеров МИД-К, а также акустических телевизоров типа САТ и спектральных шумомеров.

Следует особо отметить, что скважинные термометры, расходомеры и акустические приборы, разработанные для проведения исследований в однородной жидкостной среде, обладают серьёзными ограничениями к применению в газожидкостных смесях, которые имеют место в обсадных колоннах с негерметичными муфтовыми соединениями или сквозными повреждениями труб. Например, точность измерений и чувствительность серийных скважинных термометров в газожидкостных смесях явно недостаточны для проведения «тонких» работ по определению малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн и по телу обсадных труб. Подтверждением тому является тот факт, что для проведения исследований на Осиповичском ПХГ (Белоруссия) оказалась необходимой разработка специальных термометров с точностью 0,03 °С и чувствительностью 0,002 °С [1].

Кроме того, тепловая инерция серийных термометров в газожидкостных смесях оказывается существенно выше паспортных значений и является причиной дополнительных погрешностей.

Если учесть тот факт, что при малых утечках газа в негерметичных муфтовых соединениях, температурные аномалии невелики и находятся в пределах основной погрешности серийных скважинных термометров, то можно сделать вывод, что их использование оправдано лишь при значительных объёмах утечек (когда тепловые эффекты существенно превышают величину допустимой погрешности измерений).

Нередко в эксплуатационных обсадных колоннах оказываются негерметичными несколько муфтовых соединений из-за заводского брака и нарушения технологии свинчивания труб (причём обсадная колонна в газовой скважине была герметична по жидкости при внутреннем давлении до 15 МПа и негерметична по газу). Поэтому проведение полного комплекса геофизических исследований в соответствии с руководящими документами РД 39-I-1190-84 и РД 153-39.0-072-01 не позволило определить негерметичные муфты.

Для обнаружения негерметичных муфтовых соединений в данной скважине применялся новый высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1, разработанный в КубГТУ на кафедре Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна.

На рисунке 1 показаны отклики серийного термометра ТР7 (синяя кривая) и ВМСТ-1 (красная кривая) на скачок температуры при переходе из воздуха в воду в простаивающей скважине, причём скачок температуры на кривой ТР7 оказался «размазан» по глубине на 12,5 метров, тогда как на кривой ВМСТ-1 показания установились на 0,85 метрах. Из приведённых данных можно сделать вывод, что тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7 в 15 раз.

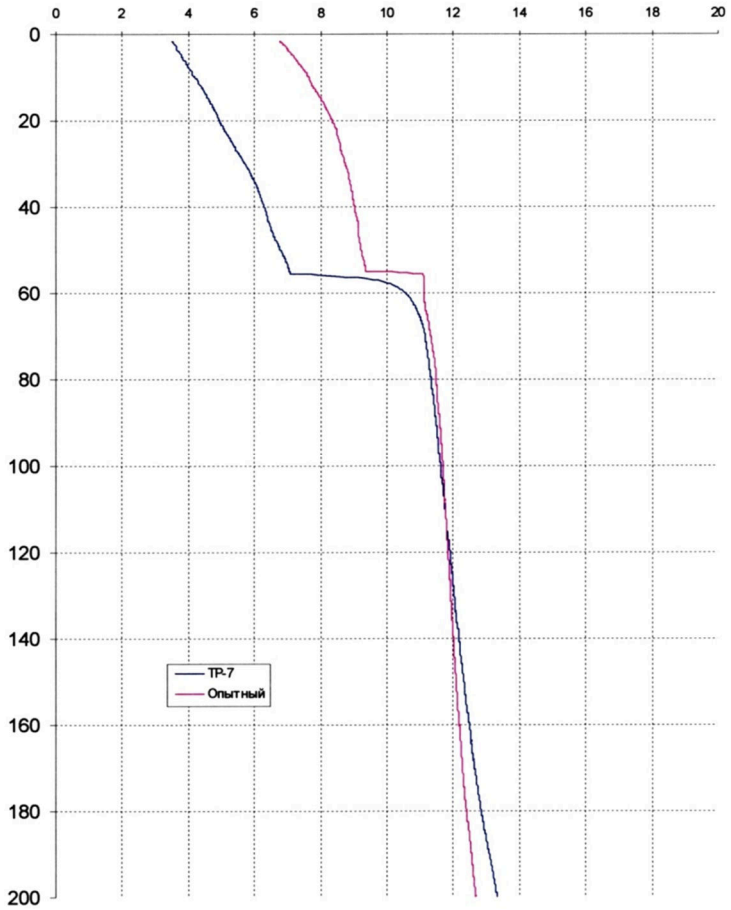

Рисунок 1 – Реакция термометров ТР7 и ВМСТ-1 при переходе из воздуха в воду

Следует отметить, что с помощью термометра ВМСТ-1 оказалось возможным за одну спуско-подъёмную операцию обнаружить 11 негерметичных муфтовых соединений в верхней части эксплуатационной колонны путём регистрации температурных аномалий, обусловленных поступлением газа из межколонного пространства в обсадную колонну (через негерметичные муфты). На указанный способ проведения геофизических исследований с помощью инновационного термометра ВМСТ-1 подана заявка на выдачу патента на изобретение.

В таблицах 1–2 приведены расчёты снижения фактических затрат на проведение геофизических исследований скважин глубиной 1000 метров, выполненные согласно «Сборника единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (Москва, 2000), и экономического эффекта от применения ВМСТ-1 по сравнению с традиционными технологиями ГИС [8].

Таблица 1 – Базовая стоимость проведения ГИС по стандартной технологии [8]

№ п/п	Наименование работ (операций)	Единицы измерения, м	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость на 1000 м, руб.
1	Определение герметичности эксплуатационной колонны (ОГК) термометром 1 : 200	100 м	63,36	633,6
2	Вспомогательные работы при ОГК	операция	656,93	6569,3
3	Вспомогательные работы при термометрии высокочувствительным термометром	операция	788,74	7887,4
4	Шумометрия скважины 1 : 200	100 м	308,94	3089,4
5	Вспомогательные работы при шумометрии	операция	367,11	3671,1
6	Дефектоскопия колонны 1 : 200	100 м	563,26	5632,6
7	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
8	Профилеметрия трубная 1 : 200	100 м	77,65	776,5
9	Вспомогательные работы при трубной профилеметрии	операция	1486,00	14860,0
Итого:				52944,4

Таблица 2 – Базовая стоимость на проведения ГИС по новой технологии с применением термометров ВМСТ-1 (патент на изобретение № 2193169)

№ п/п	Наименование работ (операций)	Единицы измерения, м	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость на 1000 м, руб.
1	Дефектоскопия колонны 1 : 200	100 м	563,26	5632,6
2	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
3	Термометрия высокочувствительным термометром	100 м	419,43	4194,3
Итого:				19621,4

Анализируя таблицы 1–2 можно сделать вывод, что экономическая выгода от применения термометрии высокочувствительным термометром ВМСТ-1 существенна и по отношению к базовому комплексу – стоимость проведения работ с ВМСТ-1 в 2,69 раза меньше.

Другими эффектообразующими факторами, помимо вышеуказанного, являются:

1) снижение времени на проведение геофизических исследований;
2) снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
3) снижение бригадо-часов капремонта;
4) раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Проанализируем пункт 3 других эффектообразующих факторов. Выполним следующие расчёты:

- стоимость 1 станко-часа работы бригады капремонта скважин в 1 квартале 2017 года – 5374,71 руб./1 ст. час [5];
- глубины исследуемых скважин – h = 0–1000 м;
- допустимые значения скорости каротажа v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции τ приведены в таблице 3 [1, 3, 4];
- технические характеристики термометров, имеющихся на вооружении геофизических предприятий;
- тепловая инерция скважинного термометра ВМСТ-1 по патенту на изобретение № 2193169 – τ = 0,5 сек.

Допустимые значения скорости каротажа v при проведении геотермических исследований для различных значений тепловой инерции скважинных термометров τ.

Таблица 3 – Допустимые значения скорости каротажа v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции τ

τ, с	≤ 0, 5	0,5–1,0	2,0–4,0	> 4, 0
v, м/ч	1000	800	400	300

Из таблицы 3 следует, что при проведении капитальных ремонтов скважин затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью серийных термометров, имеющихся на вооружении геофизических предприятий T_1 при h = 1000 метров и τ = 2 сек:

$$T_1 = 1000 : 400 = 2,5 \text{ час.}$$

Затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью термометра ВМСТ-1 T_2 при h = 1000 метров и τ = 0,5 сек:

$$T_2 = 1000 : 800 = 1,25 \text{ часа.}$$

Экономия времени простоя скважины в капремонте T_3 при h = 1000 метров:

$$T_3 = T_2 - T_1 = 2{,}25 - 1{,}25 = 1 \text{ час};$$

Снижение затрат по статье «Капитальный ремонт скважин» за счёт сокращения вахто-часов, рассчитанное по фактическим показателям работы бригады КРС $Э_1$ на одну скважину составляет:

$$Э_1 = 5374{,}71 \text{ руб./1 ст. час} \times 1{,}0 = 5374{,}71 \text{ руб.}$$

Таким образом, новая концепция термометрии с применением высокочувствительных и малоинерционных термометров является не только актуальной, но и экономически обоснованной.

Анализ стандартного комплекса ГИС и инновационного с применением ВМСТ-1 позволяет сделать следующие выводы:

1. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн по новой технологии.
2. Стоимость проведения работ с ВМСТ-1 меньше по отношению к базовому комплексу почти в 11 раз.
3. Применение термометра ВМСТ-1 дает следующие преимущества:

- кратное снижение времени на проведение геофизических исследований;
- снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
- снижение бригадо-часов капремонта;
- раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Литература:

1. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 300 с.
2. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
3. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
4. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М. : Издательство «Недра», 1986. – 217 с.
5. Первушина В.Н., Сторчак О.В. Пути повышения информативности и достоверности результатов термометрии при контроле герметичности действующего фонда скважин подземного хранилища газа // ПФ «Мосгазгеофизика» ООО «Георесурс». НТВ «Каротажник», 2017. – Вып. 11 (281).
6. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». – М., 2002.
7. РД 39-I-1190-84 «Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин». – М., 1984 (дата актуализации 01.12.2013 г.).
8. Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ «ЕРР-ГАЗПРОМ». – М., 2000.

References:

1. Klimov V.V. Scientific and methodical fundamentals, equipment and technologies for geophysical monitoring of technical condition of wells on the example of gas fields and underground gas storages. – M . : «IRTS Gazprom», 2008. – 300 p.
2. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in the construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.
3. Geophysical researches and works in wells: manual / V.V. Popov [etc.]. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2017. – 326 p.
4. Konoplev Yu.V., Kuznetsov G.S., Leontiev E.I. Geophysical methods of control over the development of oil deposits. – M. : Publishing house «Nedra», 1986. – 217 p.
5. Pervushina V.N., Storchak O.V. Ways to increase the informativeness and reliability of the results of thermometry while monitoring the tightness of the operating well stock of the underground gas storage // PF «Mosgazgeofizika» LLC «Georesurs». NTV «Logging tool», 2017. – Issue 11 (281).
6. RD 153-39.0-072-01 «Technical instruction for carrying out geophysical studies and works on the cable in oil and gas wells». – M., 2002.
7. RD 39-I-1190-84 «Technology of field and geophysical research in the major repair of wells». – M., 1984 (the date of updating 01.12.2013).
8. A compilation of individual district rates of OAO Gazprom for geophysical services in the wells for oil and gas «ERP-GAZPROM». – M., 2000.