



УДК 626.276

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ТЕХНОЛОГИИ РАСПРЕДЕЛЕННОГО ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ (DTS)

FEATURES OF THE ANALYSIS OF TEMPERATURE MEASUREMENTS IN DTS TECHNOLOGY

Меликов Гаджи Халил оглы

Кандидат технических наук, доцент,
заместитель директора,
НИИ «Геотехнологические Проблемы
Нефти, Газа и Химии»
h.malikov@gpogc.com

Сулейманов Ариф Алекпер оглы

доктор технических наук, доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
petrotech@asoiu.az

Маммадли Ниджат Фахреддин оглы

магистр,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
nijat.mammadli@hotmail.com

Аннотация. В работе приведен анализ некоторых особенностей практического применения технологии распределенного измерения температуры (DTS).

Показано, что при замере температуры по технологии DTS наблюдаются шумы, которые отражаются на значениях выходного сигнала и, соответственно, температуры.

На основе проведенного анализа показана близость распределения колебаний замеров DTS при остановке скважины к нормальному закону распределения.

Ключевые слова: скважина, профиль температуры, DTS, колебания, распределение.

Melikov Gajah Khalil

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor, Deputy Director,
Scientific Research Institute
«Geotechnological Problems
of Oil, Gas and Chemistry»
h.malikov@gpogc.com

Suleymanov Arif Alekper

Doctor of Engineering,
Associate professor,
Azerbaijani State University
of Oil and Industry
petrotech@asoiu.az

Mammadli Nidzhat Fakhreddin

Master,
Azerbaijani State University
of Oil and Industry
nijat.mammadli@hotmail.com

Annotation. The analysis of some features of practical use of technology of the distributed measurement of temperature (DTS) is provided in work.

It is shown that at measurement of temperature on DTS technology noise which affect values of an output signal and, respectively, temperature are observed.

On the basis of the carried-out analysis the proximity of distribution of fluctuations of measurements of DTS at a well stop to the normal law of distribution is shown.

Keywords: well, temperature profile, DTS, fluctuation, distribution.

К ак известно, термометрия [1], позволяет решать целый ряд задач диагностики состояния пласта и скважины: определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта; контроль технического состояния скважины; контроль за работой лифтового оборудования и др.

Необходимо отметить, что существенным недостатком применения традиционного температурного каротажа для анализа системы пласт-скважина является то, что его проведение связано с вмешательством в нормальную работу скважины, с определенными техническими и технологическими трудностями, материальными и финансовыми затратами и т.д. [2, 3].

Технология DTS (распределенного измерения температуры) лишена многих недостатков традиционных методов термометрии и может производить значительное количество термограмм на протяжении эксплуатационного цикла скважины [1]. Данный подход позволяет выявить изменения в работе скважины, быстрее, чем в процессе промысловых геофизических исследований, и, в отличие от промыслового каротажа, DTS не требует вмешательства в нормальную работу скважины. В то же время наличие большого объема данных замеров DTS стимулирует проведение исследований для мониторинга работы скважин [4, 5, 6], оценки эффективности применения новых технологий [7, 8] и др.

DTS использует сложное электронное оборудование, которое создает помехи (шумы), которые отражаются на значениях выходного сигнала, и, соответственно, на представляемом значении температуры. Это явление наблюдается при анализе замеров DTS в определенной точке при работе скважины и при ее остановке (рис. 1, 2). Как видно из представленных данных, даже при остановке



скважины значение температуры, определенное по технологии DTS колеблется. Наиболее ярко это свойство технологии DTS проявляется при сравнении замеров DTS с замерами забойного датчика температуры (рис. 3).

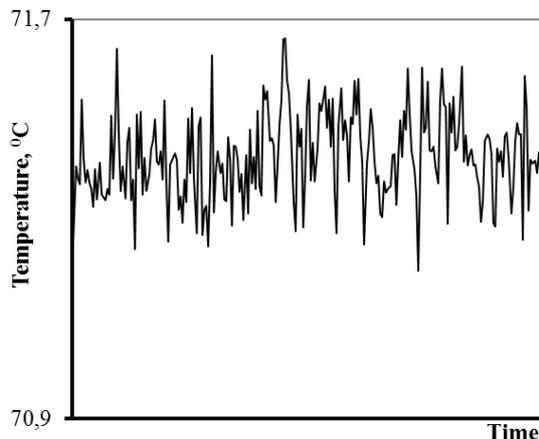


Рисунок 2 – Замеры DTS при работе скважины

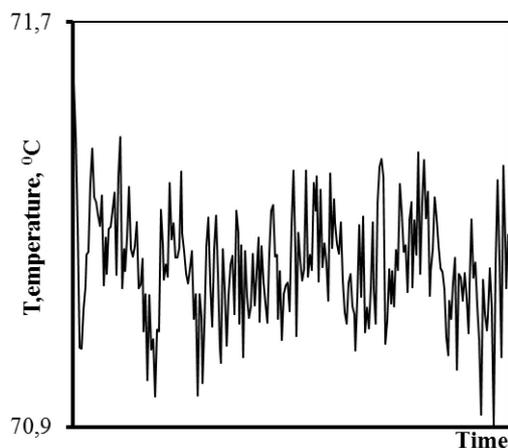


Рисунок 3 – Замеры DTS при остановке скважины

Сравнительный анализ замеров DTS при остановке скважины, на разных глубинах показал, что наблюдается практически одинаковый характер распределения колебаний, близкий к нормальному закону распределения.

Для численной оценки характера распределения колебаний были применены энтропия и коэффициент Джини [9, 10].

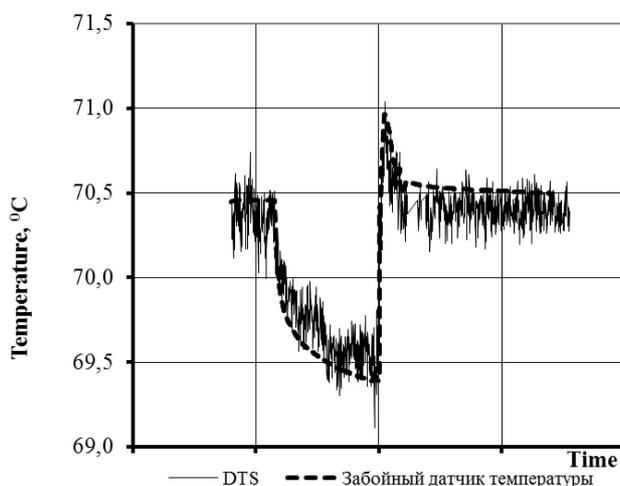


Рисунок 3 – Сравнение замеров DTS и постоянного забойного датчика температуры на глубине установки забойного датчика температуры



Для анализируемых данных значения энтропии (соответственно 1,87 и 1,89) и значения коэффициента Джини (соответственно 0,193 и 0,187) достаточно близки.

Таким образом, значения энтропии и коэффициента Джини позволяют говорить о близости распределения колебаний замеров DTS при остановке скважины к нормальному закону распределения Гаусса, и позволяет для уменьшения влияния шума на показатели температуры применить такой метод фильтрации данных как осреднение.

Для получения достоверного среднего значения необходимо определить минимальный интервал между замерами и минимальное число осредняемых замеров.

С этой целью можно провести сравнительный анализ замеров постоянных забойных датчиков температуры с данными DTS на глубине установки забойного датчика температуры.

Литература:

1. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Schlumberger Educational Services, 2009, 65 p.
2. Tabatabaei M., Tan X., Hill A.D., Zhu D. Well Performance Diagnosis with Temperature Profile Measurements. Society of Petroleum Engineers, 147448-MS, SPE Conference Paper, 2011, 16 p. doi:10.2118/147448-MS.
3. Brown G. Downhole Temperatures from Optical Fiber. Schlumberger Oilfield Review Winter 2008/2009: 20, № 4, P. 34–39.
4. Brown G., Algeroy J., Lovell J. et al. Permanent Monitoring: Taking It to the Reservoir. Schlumberger Oilfield Review Spring 2010: 22, № 1, P. 34–41.
5. Fryer V., ShuXing D., Otsubo Y. et al. Monitoring of Real-time Temperature Profiles Across Multi-zone Reservoirs during Production and Shut-in Periods. 92962-MS, SPE Conference Paper, 2005, 6 p.
6. Brown G.A., Brown G., Storer D., McAllister K. et al. Monitoring Horizontal Producers and Injectors During Cleanup and Production Using Fiber-Optic-Distributed Temperature Measurements. 84379-MS, SPE Conference Paper, 2003, 6 p.
7. Brown G.A., Kennedy B., Meling T. Using Fibre-Optic Distributed Temperature Measurements to Provide Real-Time Reservoir Surveillance Data on Wytch Farm Field Horizontal Extended-Reach Wells. Society of Petroleum Engineers, 62952-MS, SPE Conference Paper, 2000, 11 p.
8. Jensen J.L., Lake L.W., Corbett P.W.M., and Goggin, D.J. (2000). Statistics for petroleum engineers and geoscientists. Amsterdam: Elsevier.
9. Mirzajanzadeh A., Aliev N., Yusifzade Kh., 1997. Fragments of Offshore Oil and Gas Fields Development. Baku: Elm. – 408 p.
10. Samuelson P., Nordhaus W. Economics. New York: McGraw-Hill Education, 2009. – 744 p.