



УДК 626.276

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЖИМА МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА В ПЛАСТЕ НА ОСНОВЕ ЗАМЕРОВ ТЕХНОЛОГИИ DTS

DIAGNOSING MULTIPHASE FLOW REGIME IN RESERVOIR BY DTS MEASUREMENTS

Меликов Гаджи Халил оглы

кандидат технических наук,
доцент, зам. директора,
НИИ «Геотехнологические
Проблемы Нефти, Газа и Химия»
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 рассмотрена возможность анализа и диагностирования режима многофазного потока в многопластовом резервуаре по данным DTS.

Проведен анализ теоретических и реальных кривых восстановления и падения температуры, соответствующих основным режимам многофазной фильтрации пластовых флюидов.

Установлена возможность диагностирования многофазного потока на основе анализа и интерпретации особенностей восстановления и падения температуры в различных интервалах пласта при изменении режима работы скважины.

Показана возможность диагностирования интервалов обводнения на основе анализа кривых изменения температуры по данным DTS.

Ключевые слова: скважина, мониторинг, многопластовый резервуар, профиль температуры, DTS, режим многофазный поток.

Melikov Hadji Khalil oglu

Candidate of Technical Sciences,
assistant professor, deputy director,
Research Institute
«Geotechnological Problems of Oil,
Gas and Chemistry»
h.malikov@gpogc.com

Suleymanov Arif Alecker oglu

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

Mammadli Nijat Fahreddin oglu

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

Annotation. The article discusses the possibility of analysis and diagnosing the multiphase flow regime in the multilayered reservoir by using DTS (distributed temperature sensing) data.

The analysis of the theoretical and actual curves of temperature build up and drawdown, corresponding to the main modes of multiphase flow of formation fluids are given in this article.

The possibility of diagnosis of the multiphase flow regime is found based on analysis and interpretation of the characteristics of temperature build-up and drawdown in different intervals of the reservoir at the start of the well or shut in, or by changing opening degree of the choke.

The possibility of diagnosing water breakthrough intervals, based on the analysis of the changes in temperature curves according to the DTS is shown.

Keywords: well, monitoring, multilayer reservoir, temperature profile, DTS, multiphase flow regime.

В процессе работы скважины, одновременно эксплуатирующей несколько горизонтов, важным является контроль разработки каждого из эксплуатационных объектов.

Применение технологии DTS может помочь, наряду с другими методами исследования скважин, диагностировать изменения в работе скважины своевременно принять решение по изменению ее режима.

Недостатком 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. [3, 11].

Система DTS (распределенного измерения температуры) лишена многих недостатков традиционных методов термометрии, может производить значительное количество термограмм на протяжении эксплуатационного цикла скважины и не требует вмешательства в нормальную работу скважины.



Наличие большого объема данных замеров DTS стимулирует проведение исследований для мониторинга работы скважин [2, 4, 7, 8], оценке эффективности применения новых технологий [5] и др.

Необходимо отметить, что решение многих практических задач требует нестандартного подхода, так как на изменение температуры оказывают влияние такие факторы как неоднородность фильтрационных характеристик пласта по стволу скважины, термодинамические и теплофизические свойства породы, нефти, газа и воды, газовый фактор, давление насыщения, забойное давление, пластовые температура и давление и др. [6].

В работе показана возможность диагностирования изменения режима потока скважин многопластового резервуара на основе анализа данных DTS.

Трудность практического применения данного подхода заключается в том, что на изменение температуры оказывают влияние такие факторы как неоднородность фильтрационных характеристик пласта по стволу скважины, термодинамические и теплофизические свойства породы, нефти, газа и воды, газовый фактор, давление насыщения, забойное давление, пластовые температура и давление и др. [3, 11].

Диагностировать и выявить причины изменения режима работы скважины можно на основе анализа и интерпретации особенностей восстановления (падения) температуры в различных интервалах пласта при пуске или остановке скважины.

При изменении режима работы скважины (закрытии, открытии, изменении степени открытия штуцера) меняется характер притока флюидов к скважине, что отражается на температуре в стволе и призабойной зоне. Анализ динамики изменения температуры (кривых восстановления (падения) температуры) при этом дает возможность диагностировать особенности течения пластовых флюидов [1, 2, 3].

При этом необходимо отметить, что скорость процесса гидродинамического перераспределения давления значительно превосходит скорость изменения температуры, связанную с фазовыми переходными процессами.

На изменение температуры на разных интервалах пласта оказывает влияние приток жидкости в добывающую скважину, повышающий температуру в стволе и призабойной зоне (положительный тепловой эффект), и приток газа, понижающий температуру (отрицательный тепловой эффект) за счет эффекта Джоуля-Томсона [3, 11].

Сочетание этих факторов и приводит к изменению температуры в стволе и призабойной зоны скважины.

В зависимости от условий можно дифференцировать следующие основные режимы течения пластовых флюидов:

- однофазный поток жидкости (нефть, вода) ($P_{заб} > P_{нас}$), с положительным тепловым эффектом;
- двухфазный поток с положительным тепловым эффектом при ($P_{заб} < P_{нас} > P_{пл}$) с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором;
- смешанный поток с положительным и отрицательным тепловым эффектом ($P_{заб} < P_{нас} < P_{пл}$);
- однофазный поток газа с отрицательным тепловым эффектом;
- двухфазный поток (газированная жидкость) с отрицательным тепловым эффектом при ($P_{заб} < P_{нас} > P_{пл}$) с преобладающим количеством газа и относительно высоким газовым фактором;
- смешанный поток газированной жидкости с приблизительно равным количеством нефти и газа, вследствие чего не происходит изменения температуры при дросселировании. При этом надо точно определить интервалы ствола скважины, в которых нет фильтрации, так как при этом также не происходит изменения температуры.

Каждому из перечисленных режимов фильтрации пластовых флюидов соответствует определенная форма кривой восстановления и падения температуры.

Таким образом, анализ кривых восстановления (падения) температуры в скважине позволяет диагностировать сложные процессы многофазного течения в пористой среде характерные особенности структуры потока флюидов.

Для определения характерных особенностей многофазного течения на основе интерпретации кривых восстановления и падения температуры после изменения режима работы скважины (закрытие, открытие, изменение степени открытия штуцера) используется обработка данных в полулогарифмических координатах $T - \lg(t)$ или $\Delta T - \lg(t)$, где T – температура, ΔT – перепад температуры, t – время с момента закрытия скважины [1, 2, 11].

Режим многофазного течения, гидро- и пьезопроводность влияют на темп изменения, для оценки которого необходимо определить тангенс угла наклона прямолинейного участка кривой восстановления или падения температуры после закрытия скважины в полулогарифмических координатах (рис. 1).

В этом случае, чем больше значение полученного коэффициента падения температуры (тангенс угла наклона) по абсолютной величине (прямая 1), тем больше темп изменения температуры, что позволяет сделать вывод о режиме многофазного течения в данном интервале скважины (например, об уменьшении газового фактора, обводненности и др.), по сравнению с другим (прямая 2).

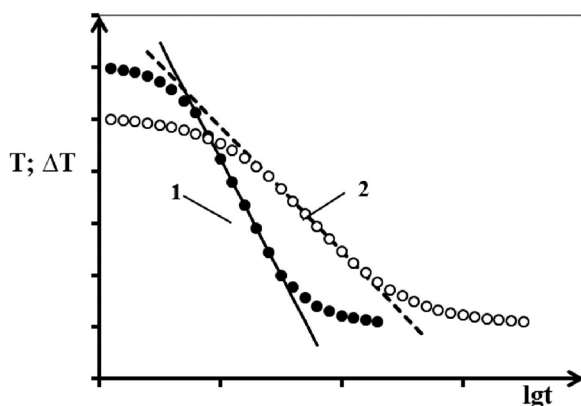


Рисунок 1 – Определение коэффициента падения температуры

Подобным же образом можно сравнивать изменение особенностей многофазного течения на одном и том же интервале в разные периоды времени и диагностирование интервалов водопритока.

Диагностирование интервалов обводнения, на основе анализа гидродинамических и теплофизических показателей, базируется на следующих положениях:

- вода обладает значительно меньшей сжимаемостью и большей пьезопроводностью по сравнению с газированной нефтью;
- подвижность (mobility) воды превышает подвижность нефти;
- растворимость пластовых газов в воде значительно ниже, растворимости в нефти;
- теплопроводность воды значительно выше, чем у нефти [2, 11].

Из этого ясно, что внедрение воды в скважину приводит к проявлению положительного теплового эффекта, как и в случаях однофазного потока нефти и двухфазного потоканефти с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором. Т.е. для определения интервалов воды, надо провести сравнительный анализ кривых падения температуры.

Необходимо заметить, что из-за перечисленных особенностей пластовой воды (низкая растворимость газа, высокая подвижность и теплопроводность и др.), при ее внедрении в скважину температура должна повыситься, по сравнению с температурой потока нефти, и как следствие, при закрытии скважины, температура должна упасть быстрее и на большую величину. При этом необходимо учитывать, что на значение температуры в различных интервалах скважины влияют скорость, соотношение фаз, теплофизические свойства флюидов и др. Поэтому диагностирование интервалов притока воды только по одному показателю может привести к ошибочным результатам.

Очень важным представляется анализ темпа изменения температуры после изменения режима работы скважины – закрытие, пуск, изменение степени открытия штуцера. Этот показатель позволяет оценить теплопроводность пластовых флюидов на разных интервалах пласта, диагностировать структуру потока и выявить зоны обводнения.

Был проведен анализ динамики температуры по данным DTS до и после закрытия добывающей скважины в августе 2012 г. (обводненность 1,4 %) и в августе 2013 г. (обводненность 10,6 %). Временные интервалы были выбраны с учетом близости значений степени открытия штуцера.

Такой вывод получен на основе сопоставления значений температуры в скважине, прироста температуры в процессе работы скважины, перепада температуры, формы кривой падения температуры при остановке скважины и значения коэффициента падения температуры.

Сравним кривые изменения температуры в полулогарифмических координатах $T - \lg(t)$ при закрытии скважины в 08/2012 и 08/2013 (рис. 2).

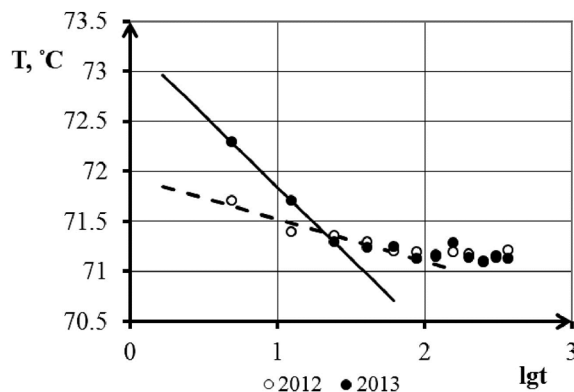


Рисунок 2 – Определение коэффициента падения температуры (MDDTS4556м) в 08/2012 и 08/2013



Коэффициент падения температуры в 08/2013 значительно увеличился (с 0,42 до 1,44), что свидетельствует об изменении режима многофазного течения в данном интервале скважины, вероятно связанного с водопритоком.

Как видно из полученных результатов, для более детального анализа и интерпретации кривых восстановления (падения) температуры в скважинах необходимо проведение более частых замеров DTS, так как многие процессы перераспределения температуры происходят достаточно быстро и не отражаются в имеющихся часовых замерах.

Сопоставление данных анализа значений температуры потока флюидов, прироста температуры в процессе работы скважины, перепада температуры и кривых восстановления (падения) температуры при остановке скважины позволяет оценить вероятные основные зоны водопритока.

Литература:

1. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений / А.Х. Мирзаджанзаде [и др.]. – Баку : Елм, 1997. – 408 с.
2. Балакиров Ю.А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. – М. : Недра, 1970. – 192 с.
3. Brown G. Downhole Temperatures from Optical Fiber. Schlumberger Oilfield Review Winter 2008/2009: 20, № 4, pp. 34–39.
4. 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.
5. Denney D. DTS Technology: Improving Acid Placement. Journal of Petroleum Technology, Vol. 64, Issue 06, June 2012, pp. 22–25.
6. Firoozabadi A. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. New York: McGraw-Hill, 1999. – 373 p.
7. Fryer V., Shu Xing D., Otsubo Y. et al. Monitoring of Real-time Temperature Profiles Across Multi-zone Reservoirs during Production and Shut-in Periods Using Permanent Fiber-Optic Distributed Temperature Systems. Society of Petroleum Engineers, 92962-MS, SPE Conference Paper, 2005, 6 p.
8. Gorgi B., Medina E., Gleaves J., Acuna J., Perera L., Rodriguez M. Wellbore Monitoring in Carbonate Reservoirs: Value of DTS in Acid Stimulation through Coiled Tubing. Society of Petroleum Engineers, 171933-MS, SPE Conference Paper, 2014, 14 p.
9. Rider M.H., Kennedy M. The Geological Interpretation of Well Logs. Sutherland: Rider-French, 2011, 440 p.
10. 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.
11. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Schlumberger Educational Services, 2009, 65 p.

References:

1. Fragments of offshore oil and gas field development / A.Kh. Mirzajanzade [et al.]. – Baku : Yelm, 1997. – 408 p.
2. Balakirov Y.A. Thermodynamic research of the oil and gas filtration in the deposit. – М. : Nedra, 1970. – 192 p.
3. Brown G. Downhole Temperatures from Optical Fiber. Schlumberger Oilfield Review Winter 2008/2009: 20, № 4, pp. 34–39.
4. 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.
5. Denney D. DTS Technology: Improving Acid Placement. Journal of Petroleum Technology, Vol. 64, Issue 06, June 2012, pp. 22–25.
6. Firoozabadi A. Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. New York: McGraw-Hill, 1999. – 373 p.
7. Fryer V., Shu Xing D., Otsubo Y. et al. Monitoring of Real-time Temperature Profiles Across Multi-zone Reservoirs during Production and Shut-in Periods Using Permanent Fiber-Optic Distributed Temperature Systems. Society of Petroleum Engineers, 92962-MS, SPE Conference Paper, 2005, 6 p.
8. Gorgi B., Medina E., Gleaves J., Acuna J., Perera L., Rodriguez M. Wellbore Monitoring in Carbonate Reservoirs: Value of DTS in Acid Stimulation through Coiled Tubing. Society of Petroleum Engineers, 171933-MS, SPE Conference Paper, 2014, 14 p.
9. Rider M.H., Kennedy M. The Geological Interpretation of Well Logs. Sutherland: Rider-French, 2011, 440 p.
10. 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.
11. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Schlumberger Educational Services, 2009, 65 p.