

Диагностирование режима многофазного потока в многопластовом резервуаре

Т.Ш. Салаватов*, Г.Х. Меликов, А.А. Сулейманов

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан

E-mail: *petrotech@asoiu.az

Аннотация. В работе показана возможность диагностирования режима многофазного потока в многопластовом резервуаре по данным распределенного измерения температуры.

Проведен анализ теоретических и реальных кривых восстановления и падения температуры основных режимов многофазной фильтрации флюидов.

Установлена возможность диагностирования режима многофазного потока на основе анализа особенностей восстановления и падения температуры при изменении режима работы скважины.

Для более детального анализа и интерпретации кривых изменения температуры в скважинах необходимо проведение более частых замеров. При этом необходимо проведение сравнительного анализа динамики перераспределения температуры и давления в продуктивной зоне скважины с результатами геофизического каротажа, каротажа добычи, тестовых исследований отборов пластовых флюидов из различных зон многопластового резервуара и др.

Ключевые слова: скважина, мониторинг, многопластовый резервуар, профиль температуры, распределенное измерение температуры, режим многофазного потока.

Для цитирования: Салаватов Т.Ш., Меликов Г.Х., Сулейманов А.А. Диагностирование режима многофазного потока в многопластовом резервуаре // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art9>

Введение

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

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

Одним из методов каротажа скважин является термометрия, которая позволяет решать целый ряд важных задач диагностики состояния пласта и скважины [1, 2].

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. Кроме того, при спуске прибора для

геофизического исследования скважин (ГИС) эксплуатационных скважин, можно получить только одну температурную кривую [3, 4].

Поэтому необходимо внедрение альтернативных технологий при условии финансовой и технической целесообразности.

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 [5–8], оценке эффективности применения новых технологий [9, 10] 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. [1, 4, 11, 12].

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

Диагностирование характерных особенностей многофазного течения в пористой среде по данным DTS

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 [2, 13].

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 [2, 14, 15].

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

остановки скважины за 2 часа поднялось примерно на 80% от значения давления через 43 часа после закрытия, то забойная температура уменьшилась примерно на 14% (рис. 1).

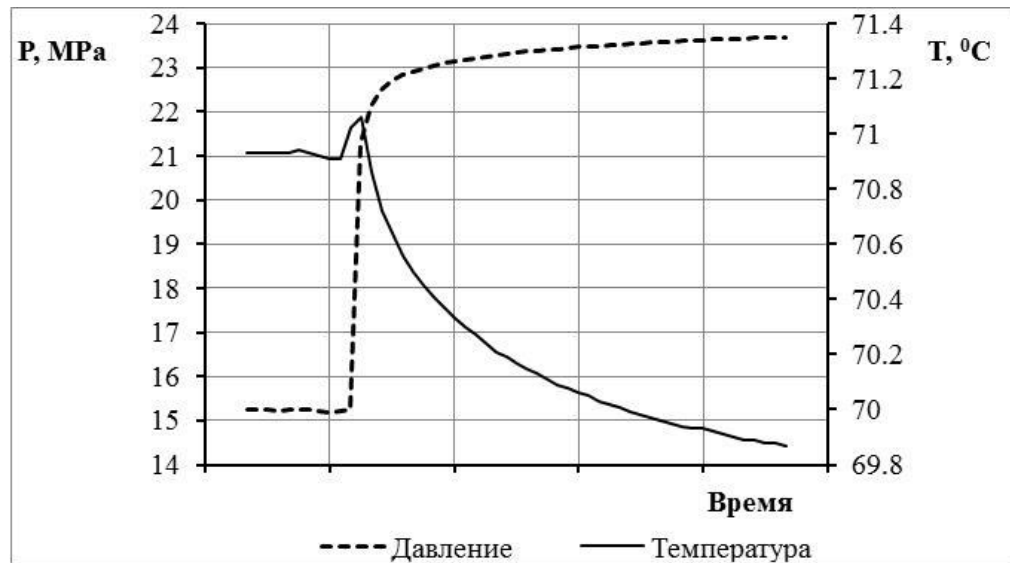


Рис. 1. Динамика забойного давления и температуры добывающей скважины

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 [2, 16].

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

В зависимости от условий можно дифференцировать следующие основные режимы течения пластовых флюидов [2, 13]: однофазный поток жидкости (нефть, вода) ($P_{заб} > P_{нас}$), с положительным тепловым эффектом (рис. 2); двухфазный поток с положительным тепловым эффектом (при $P_{заб} < P_{нас} > P_{пл}$) с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором (рис. 2, 3); смешанный поток с положительным и отрицательным тепловым эффектом ($P_{заб} < P_{нас} < P_{пл}$); однофазный поток газа с отрицательным тепловым эффектом (рис. 4); двухфазный поток (газированная жидкость) с отрицательным тепловым эффектом (при $P_{заб} < P_{нас} > P_{пл}$) с преобладающим количеством газа и относительно высоким газовым фактором (рис. 5); 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 (рис. 6).

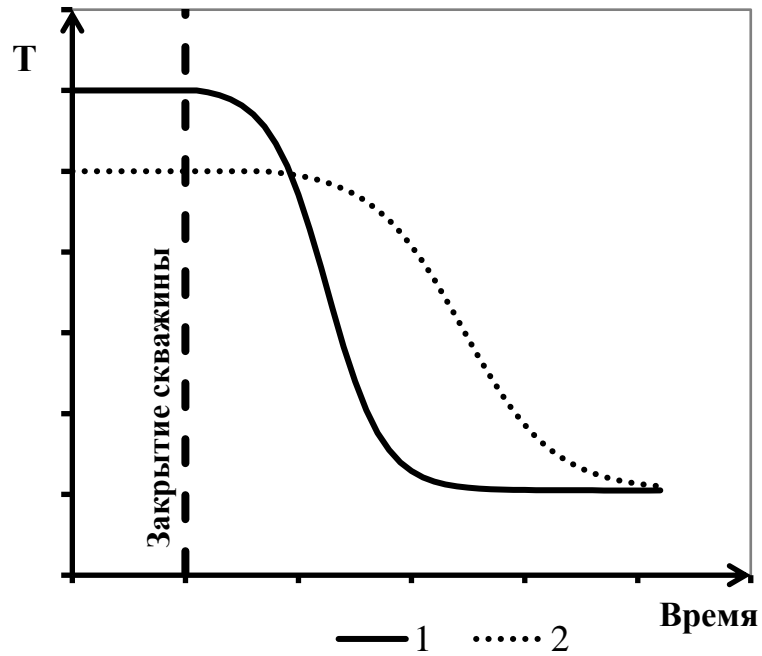


Рис. 2. Теоретические кривые падения температуры для однофазного (1) и двухфазного (2) потоков

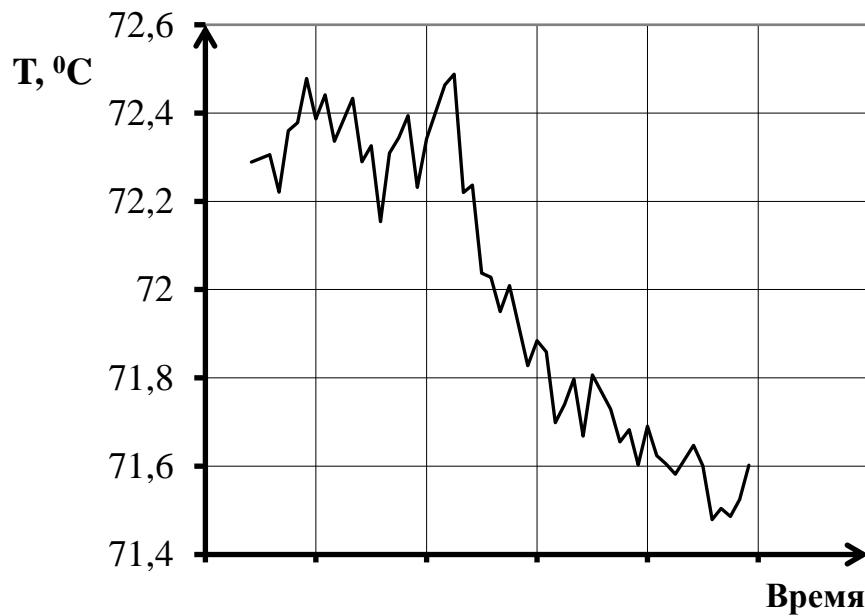


Рис. 3. Кривая падения температуры при закрытии скважины для двухфазного потока с преобладающим количеством нефти

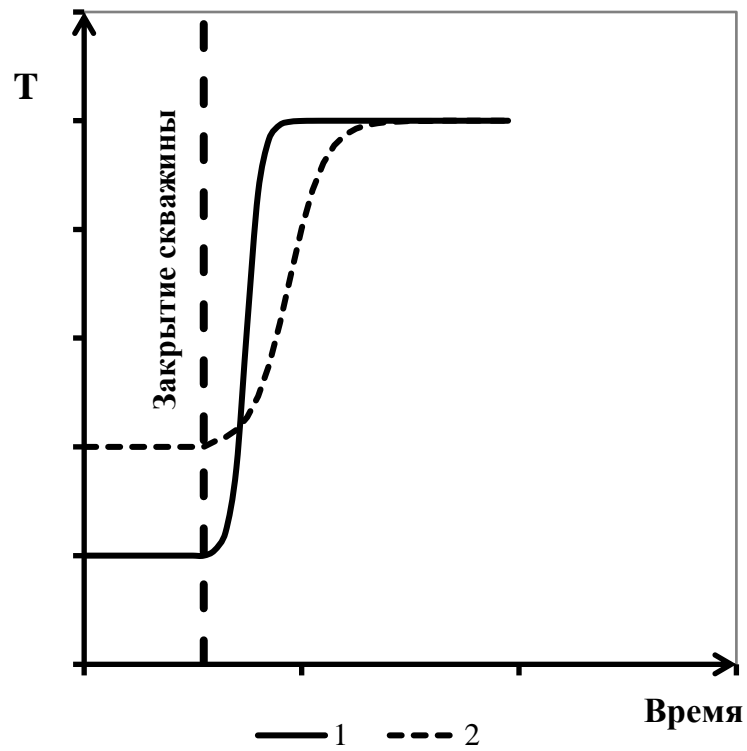


Рис. 4. Теоретические кривые восстановления температуры для однофазного потока газа (1) и двухфазного потока с преобладающим количеством газа (2)

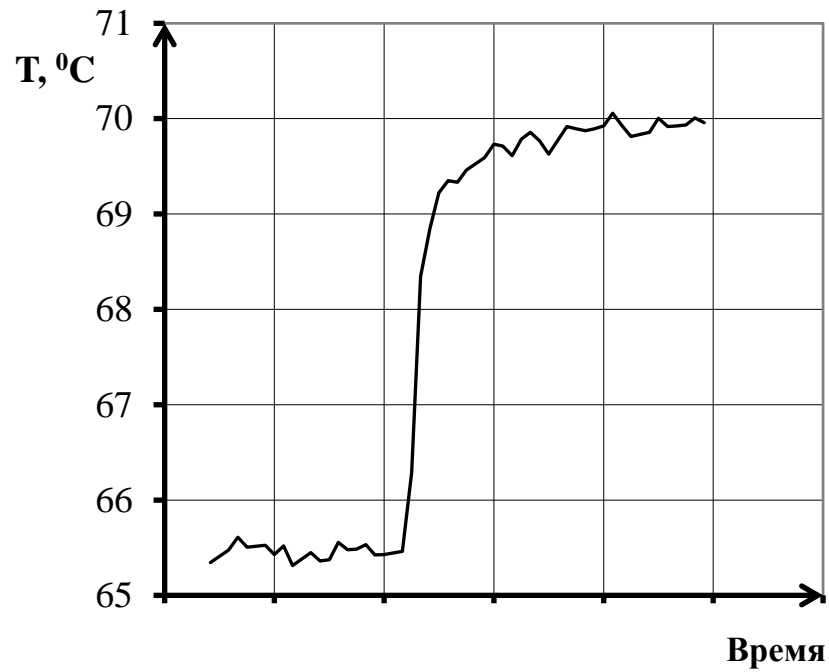


Рис. 5. Кривая восстановления температуры при закрытии скважины для двухфазного потока с преобладающим количеством газа или однофазного потока газа

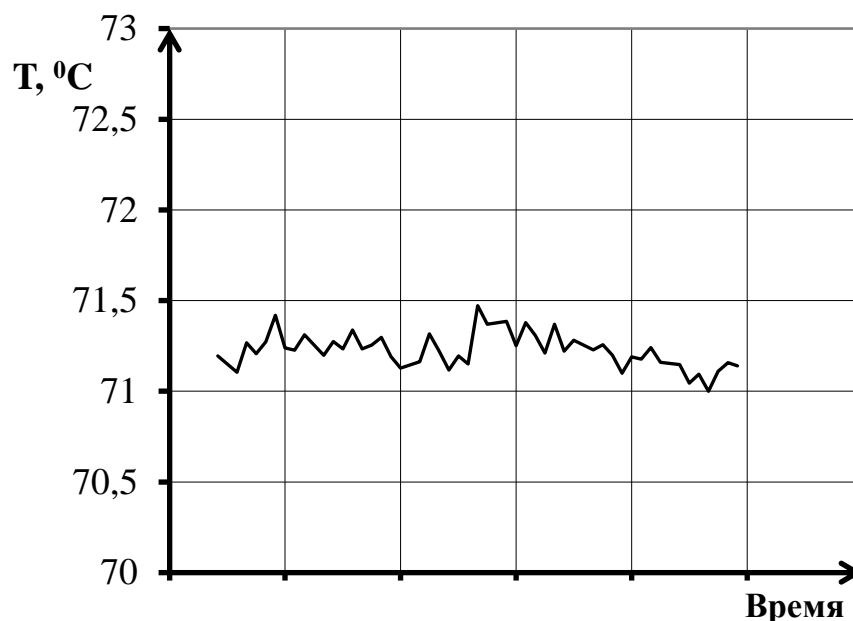


Рис. 6. Динамика температуры при закрытии скважины для течения газированной жидкости с взаимной компенсацией положительного и отрицательного тепловых эффектов

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

Рассмотрим теоретические и реальные кривые восстановления и падения температуры.

В качестве примера приведены некоторые характерные особенности кривых изменения температуры по данным DTS добывающей скважины.

Теоретическая кривая падения температуры для потока однофазной жидкости показана на рис. 2.

Как видно из рис. 2, в отличие от двухфазного, для однофазного потока температура начинает падать сразу после закрытия скважины и темп падения температуры выше, чем для двухфазного.

Кроме того, при прочих равных условиях, температура в работающей скважине выше, а перепад температуры после остановки скважины больше для однофазного потока. Из этого следует, что так как температуропроводность воды значительно превышает температуропроводность газированной нефти, интервалу водопритока будет соответствовать больший темп падения на температурной кривой.

На рис. 3 показана кривая падения температуры для двухфазного потока с преобладающим количеством нефти при закрытии скважины в августе 2013 г.

На рис. 4 показана теоретическая кривая восстановления температуры для однофазного потока газа (кривая 1) и двухфазного потока с преобладающим количеством газа (кривая 2).

В этом случае, чем выше газовый фактор или скорость однофазового газового потока (кривая 1), тем ниже температура в работающей скважине и выше перепад температуры после остановки скважины.

На рис. 5 показана кривая восстановления температуры для двухфазного потока с преобладающим количеством газа при закрытии скважины в августе 2013 г.

На рис. 6 показана динамика температуры при закрытии скважины в августе 2013 г. для течения смешанного потока газированной жидкости с приблизительно равным количеством нефти и газа или для интервала скважины, в котором нет фильтрации.

Кроме того, при значении забойного давления ниже давления насыщения при разгазировании вблизи скважины образуется зона понижения температуры, а вдали от скважины, где наблюдается однофазное течение нефти – зона повышения температуры. Этот эффект более ярко проявляется при притоке к скважине нефти из нижележащих зон пласта при достаточно больших углах падения.

Эти процессы оказывают существенное влияние на форму кривых восстановления температуры.

На рис. 7 и 8 представлены теоретическая и реальная кривые восстановления температуры для газожидкостного потока с преобладающим количеством газа с учетом сложных переходных процессов.

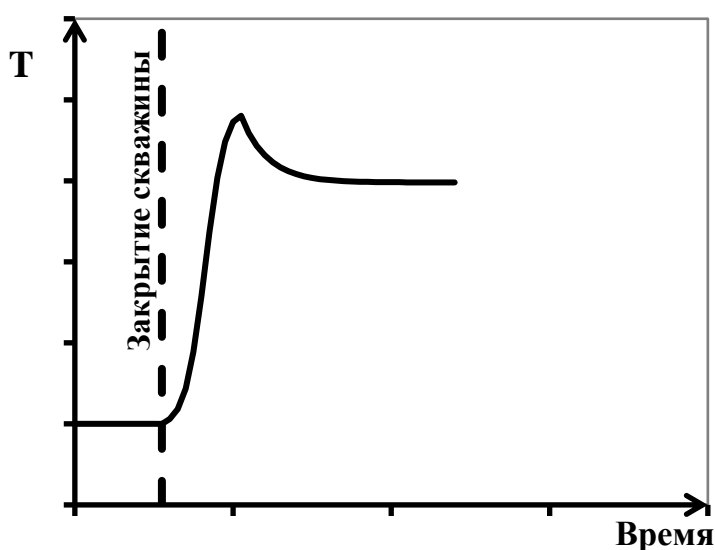


Рис. 7. Теоретическая кривая восстановления температуры газожидкостного потока с преобладающим количеством газа с учетом переходных процессов

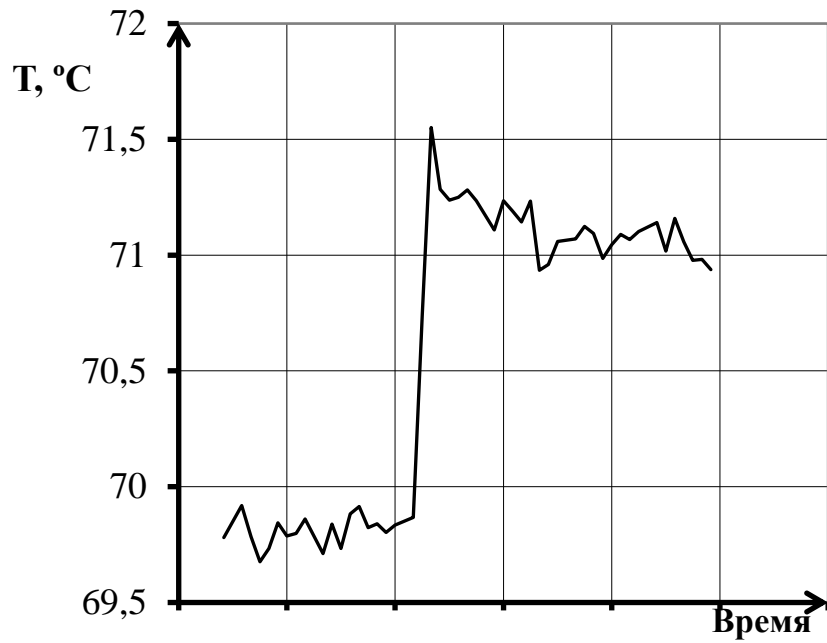


Рис. 8. Кривая восстановления температуры при закрытии скважины для газожидкостного потока с преобладающим количеством газа

На рис. 9 и 10 представлены теоретическая и реальная кривые падения температуры для газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти и относительно высоким газовым фактором с учетом фазовых переходных процессов.

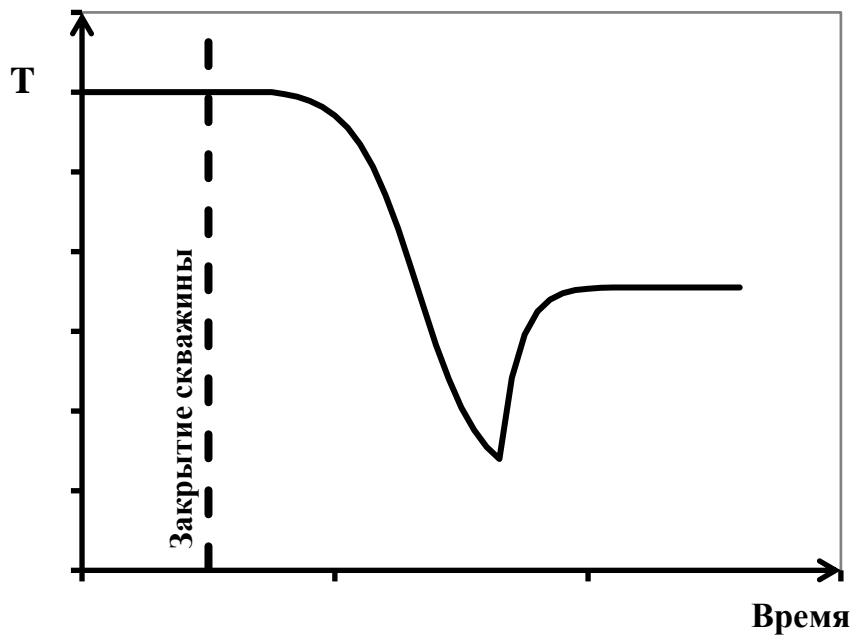


Рис. 9. Теоретическая кривая падения температуры газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти с учетом переходных процессов

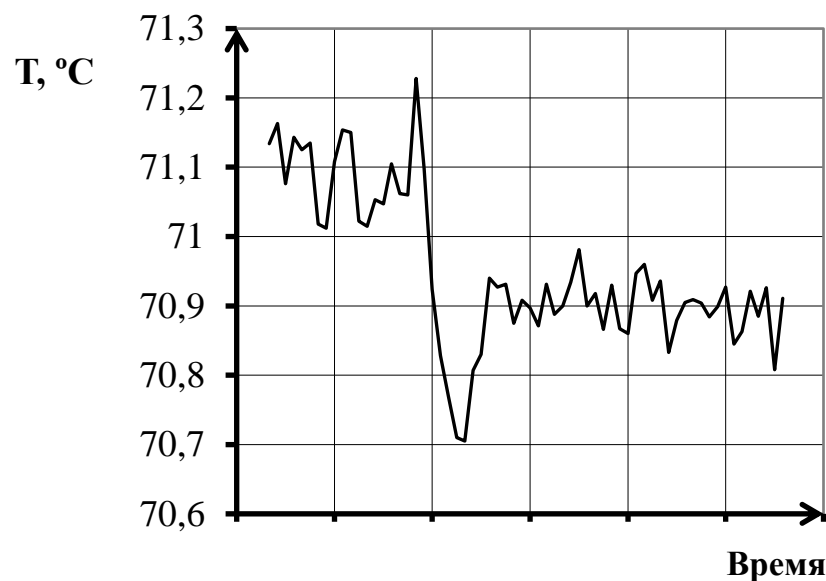


Рис. 10. Кривая восстановления температуры газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти и относительно высоким газовым фактором. Влияние фазовых переходных процессов

Выводы

Анализ кривых восстановления/падения температуры в скважине позволяет диагностировать сложные процессы многофазного течения в пористой среде и характерные особенности структуры потока флюидов.

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 замерах.

Литература

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 240 с.
2. Балакиров Ю.А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. М.: Недра, 1970. 192 с.
3. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками. Уфа: Изд-во БашГУ, 1998. 115 с.
4. Brown G. Downhole temperatures from optical fiber // Schlumberger Oilfield Review. Winter 2008/2009. Vol. 20, No. 4. P. 34–39.
5. Brown G., Algeroy J., Lovell J. et al. Permanent monitoring: taking it to the reservoir // Schlumberger Oilfield Review. Spring 2010. Vol. 22, No. 1. P. 34–41.

6. *Brown G., Storer D., McAllister K. et al.* Monitoring horizontal producers and injectors during cleanup and production using fiber-optic-distributed temperature measurements // Paper SPE 84379-MS prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado. 5–8 October 2003. 6 p. <https://doi.org/10.2118/84379-MS>
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 // Paper SPE 62952-MS prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas. 1–4 October 2000. 11 p. <https://doi.org/10.2118/62952-MS>
8. *Fryer V., ShuXing D., Otsubo Y. et al.* Monitoring of real-time temperature profiles across multizone reservoirs during production and shut in periods using permanent fiber-optic distributed temperature systems // Paper SPE 92962-MS prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia. 5–7 April 2005. 6 p. <https://doi.org/10.2118/92962-MS>
9. *Denney D.* DTS technology: improving acid placement // *Journal of Petroleum Technology*. June 2012. Vol. 64, Iss. 06. P. 22–25.
10. *Firoozabadi A.* Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. New York: McGraw-Hill, 1999. 373 p.
11. *Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б.* Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку: ЭЛМ, 1997. 408 с.
12. *White F.M.* Fluid mechanics. New York: McGraw-Hill, 2011. 862 p.
13. *Mammadli N., Malikov H., Suleymanov A.* Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir by distributed temperature sensor data // Paper SPE 189034-MS prepared for presentation at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Baku, Azerbaijan. 1–3 November 2017. 15 p. <https://doi.org/10.2118/189034-MS>
14. *Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф.* Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами // *Изв. РАН. Механика жидкости и газа*. 1994. № 6. С. 113–117.
15. *Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я.* Особенности многофазных потоков в горизонтальных скважинах // *Геофизика*. 2001. № 1. С. 67–69.
16. *Brown G.A.* The essentials of fiber-optic distributed temperature analysis. Schlumberger Educational Services. 2009. 65 p.

Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir

T.Sh. Salavatov*, H.Kh. Malikov, A.A. Suleymanov

Azerbaijan State Oil and Industry University, Baku, Azerbaijan

E-mail: *petrotech@asoju.az

Abstract. The article discusses the possibility of diagnosing the multiphase flow regime in the multilayered reservoir by using distributed temperature sensing data.

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

The possibility of diagnosis of the multiphase flow regime is found based on analysis of the characteristics of temperature buildup and drawdown due to change in the operating mode of the well.

For a more detailed analysis and interpretation of temperature change curves in the wells more frequent DTS measurements are required. It is necessary to conduct a comparative analysis of the dynamics of the temperature and pressure redistribution in the productive zone of the well, with the results of geophysical logging, production logging, taking samples of reservoir fluids from different zones of productive layers in the multilayered reservoir, etc.

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

Citation: Salavatov T.Sh., Malikov H.Kh., Suleymanov A.A. Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 2(25). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art9> (In Russ.).

References

1. *Chekaliuk E.B.* Thermodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra, 1965. 240 p. (In Russ.).
2. *Balakirov Yu.A.* Thermodynamic studies of oil and gas filtering in deposit. Moscow: Nedra, 1970. 192 p. (In Russ.).
3. *Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F.* Thermometry of reservoirs with multiphase flow. Ufa: Bashkir State University, 1998. 115 p. (In Russ.).
4. *Brown G.* Downhole temperatures from optical fiber // Schlumberger Oilfield Review. Winter 2008/2009. Vol. 20, No. 4. P. 34–39.
5. *Brown G., Algeroy J., Lovell J.* et al. Permanent monitoring: taking it to the reservoir // Schlumberger Oilfield Review. Spring 2010. Vol. 22, No. 1. P. 34–41.
6. *Brown G., Storer D., McAllister K.* et al. Monitoring horizontal producers and injectors during cleanup and production using fiber-optic-distributed temperature measurements // Paper SPE 84379-MS prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado. 5–8 October 2003. 6 p. <https://doi.org/10.2118/84379-MS>

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 // Paper SPE 62952-MS prepared for presentation at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas. 1–4 October 2000. 11 p. <https://doi.org/10.2118/62952-MS>
8. *Fryer V., ShuXing D., Otsubo Y.* et al. Monitoring of real-time temperature profiles across multizone reservoirs during production and shut in periods using permanent fiber-optic distributed temperature systems // Paper SPE 92962-MS prepared for presentation at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia. 5–7 April 2005. 6 p. <https://doi.org/10.2118/92962-MS>
9. *Denney D.* DTS technology: improving acid placement // *Journal of Petroleum Technology*. June 2012. Vol. 64, Iss. 06. P. 22–25.
10. *Firoozabadi A.* Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs. New York: McGraw-Hill, 1999. 373 p.
11. *Mirzajanzadeh A.Kh., Aliev N.A., Yusifzade Kh.B.* Fragments on development of offshore oil and gas fields. Baku: Elm, 1997. 408 p. (In Russ.).
12. *White F.M.* Fluid mechanics. New York: McGraw-Hill, 2011. 862 p.
13. *Mammadli N., Malikov H., Suleymanov A.* Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir by distributed temperature sensor data // Paper SPE 189034-MS prepared for presentation at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. Baku, Azerbaijan. 1–3 November 2017. 15 p. <https://doi.org/10.2118/189034-MS>
14. *Valiullin R.A., Ramzanov A.Sh., Sharafutdinov R.F.* Barothermal effect in three-phase flow through a porous medium with phase transitions // *Fluid Dynamics* 1994. Vol. 29, No. 6. P. 834–837. <https://doi.org/10.1007/BF02040793>
15. *Valiullin R.A., Yarullin R.K., Sharafutdinov R.F., Fedotov V.Ya.* Features of multiphase flow in horizontal wells // *Russian Geophysics*. 2001. No. 1. P. 67–69. (In Russ.).
16. *Brown G.A.* The essentials of fiber-optic distributed temperature analysis. Schlumberger Educational Services, 2009. 65 p.