



ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЖИМА МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА И ИНТЕРВАЛОВ ОБВОДНЕНИЯ В МНОГОПЛАСТОВОМ РЕЗЕРВУАРЕ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ЗАМЕРОВ DTS

Г. Х. Меликов¹, Ш. З. Исмаилов¹, А. А. Сулейманов¹, Н. Ф. Маммедли²

¹Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан;

²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir by distributed temperature sensor measurements

H. Kh. Melikov¹, Sh. Z. Ismayilov¹, A. A. Suleymanov¹, N. F. Mammadli²

¹Azerbaijan State Oil Academy, Baku, Azerbaijan;

²«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article discusses the possibility of 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 (WBT) intervals, based on the analysis of the changes in temperature curves according to the DTS is shown. 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, moisture metering, hydrometry and others.

KEYWORDS

Well;
Monitoring;
Multilayer
Reservoir;
Temperature
Profile;
Distributed
temperature
sensor;
Multiphase flow
regime.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

При работе скважины, одновременно эксплуатирующей несколько горизонтов, важным является контроль и мониторинг разработки каждого из пропластков [1-10].

Одним из методов анализа работы скважин является термометрия, которая позволяет решать целый ряд важных задач диагностики состояния пласта и скважины [11, 12]:

- определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта (интервалов притока нефти, воды и газа; продуктивности пласта; профиля приемистости скважины при закачке воды и газа; эффективности проведения геолого-технических мероприятий и др.);
- контроль технического состояния скважины (высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве; определение нарушения герметичности обсадной колонны; перетока флю-

идов между зонами коллектора и в заколонном пространстве; интервалов перфорации и др.);

- контроль за работой скважины (определение статического и динамического уровней жидкости; режима работы глубинного насоса; герметичности насосно-компрессорных труб; диагностика состояния газлифтных клапанов и др.).

Недостатком традиционного температурного каротажа при анализе 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. [13, 14].

Технология 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.

Использование технологии DTS, наряду с другими

*E-mail: petrotech@asoiu.az

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220100627>

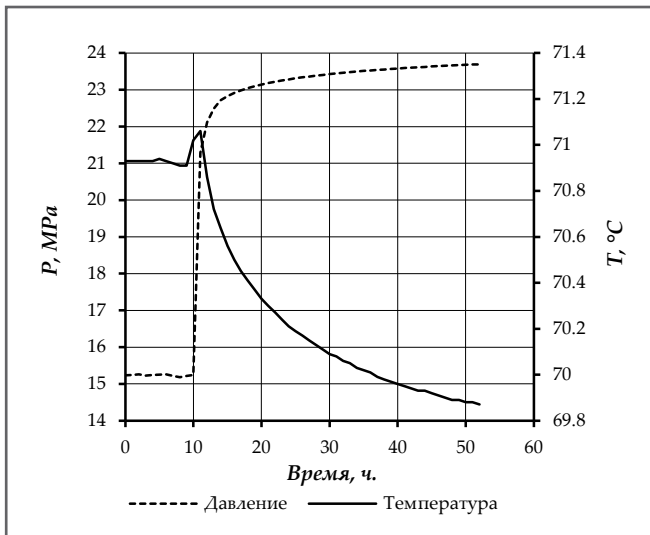


Рис.1. Динамика забойного давления и температуры при закрытии добывающей скважины

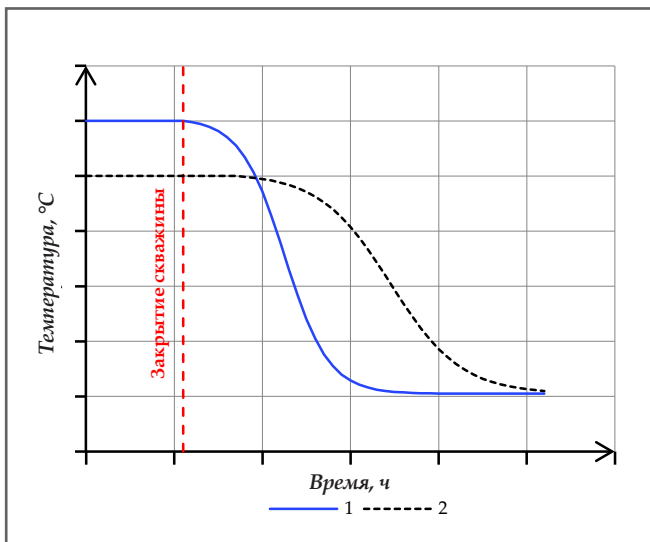


Рис.2. Теоретические кривые падения температуры для однофазного (1) и двухфазного (2) потоков

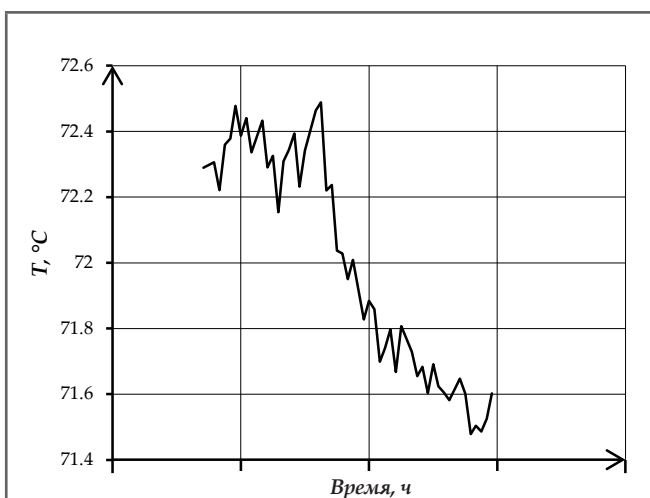


Рис.3. Кривая падения температуры при закрытии скважины для двухфазного потока с преобладающим количеством нефти

методами исследования скважин, дает возможность диагностировать изменения в работе скважины и своевременно принять решение по изменению ее режима.

Наличие большого объема замеров DTS стимулирует проведение исследований мониторинга работы скважин [15-18], оценки эффективности применения новых технологий [19-21] и др.

В статье показана возможность диагностирования режима многофазного потока и интервалов обводнения скважин многопластового резервуара на основе анализа данных DTS.

Диагностирование характерных особенностей многофазного течения в пористой среде по данным DTS

Сложность практического решения данной задачи связана с тем, что на изменение температуры оказывают влияние различные факторы: неоднородность фильтрационных характеристик пласта, термодинамические и теплофизические свойства породы, нефти, газа и воды, газовый фактор, давление насыщения, забойное давление, пластовые температура и давление и др. [11, 22].

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 закрытии скважины [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 [13, 23]. Анализ динамики изменения температуры (кривых восстановления (падения) температуры) при этом дает возможность диагностировать особенности течения пластовых флюидов [24].

При этом необходимо отметить, что скорость процесса гидродинамического перераспределения давления значительно превосходит скорость изменения температуры [24]. Так, если забойное давление после остановки скважины за 2 часа поднялось на 80% от значения давления через 43 часа после закрытия, то забойная температура уменьшилась на 14% (рис. 1).

На изменение температуры в разных интервалах пласта оказывают влияние приток жидкости в добывающую скважину, повышающий температуру в стволе и в призабойной зоне (положительный тепловой эффект), и приток газа, понижающий температуру (отрицательный тепловой эффект) за счет эффекта Джоуля-Томсона [12, 14].

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

В зависимости от условий можно дифференцировать следующие основные режимы течения пластовых флюидов [11, 24]:

- однофазный поток жидкости (нефть, вода) ($P_{зоб} > P_{нас}$), с положительным тепловым эффектом (рис. 2);
- двухфазный поток с положительным тепловым эффектом при ($P_{зоб} > P_{нас} > P_{пл}$) с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором (рис. 2, 3);
- смешанный поток с положительным и отрицательным тепловым эффектом ($P_{зоб} > P_{нас} > P_{пл}$);

- 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 (рис.6). 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 при пуске или закрытии скважины.

Рассмотрим теоретические и реальные кривые восстановления и падения температуры.

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

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

Как видно из рисунка 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 т.к. температуропроводность воды значительно превышает температуропроводность газированной нефти, интервалу водопритока будет соответствовать больший темп падения на температурной кривой.

На рисунке 3 показана кривая падения температуры для двухфазного потока с преобладающим количеством нефти при закрытии скважины в 08/2013.

На рисунке 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 рисунке 5 показана кривая восстановления температуры для двухфазного потока с преобладающим количеством газа при закрытии скважины в 08/2013.

На рисунке 6 показана динамика температуры при закрытии скважины в 08/2013 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.

Все эти процессы оказывают существенное влияние на

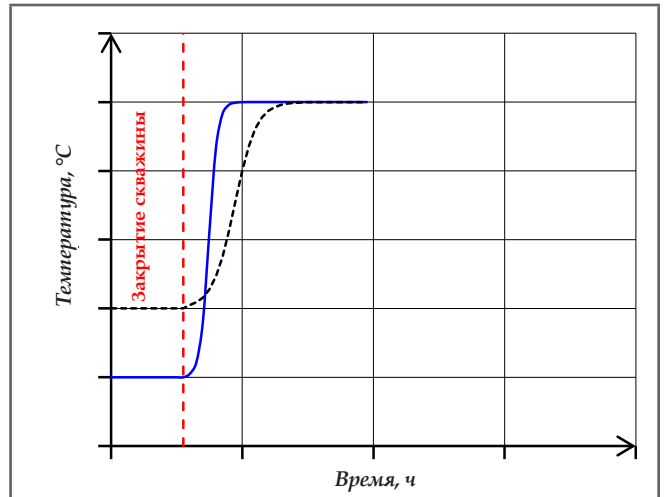


Рис.4. Теоретические кривые восстановления температуры для однофазного потока газа (1) и двухфазного потока с преобладающим количеством газа (2)

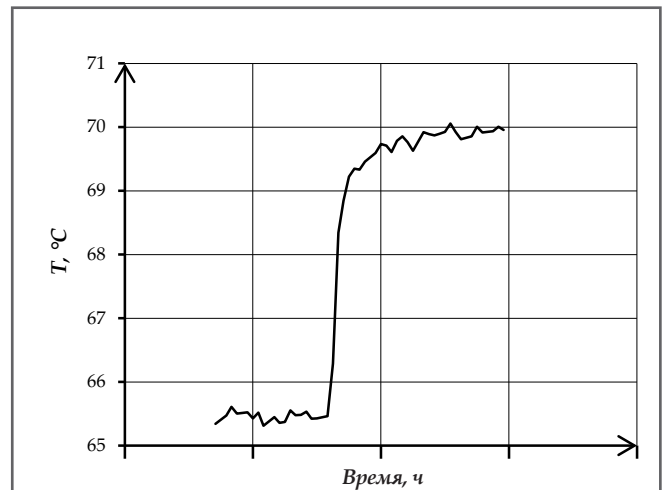


Рис.5. Кривая восстановления температуры при закрытии скважины для двухфазного потока с преобладающим количеством газа или однофазного потока газа

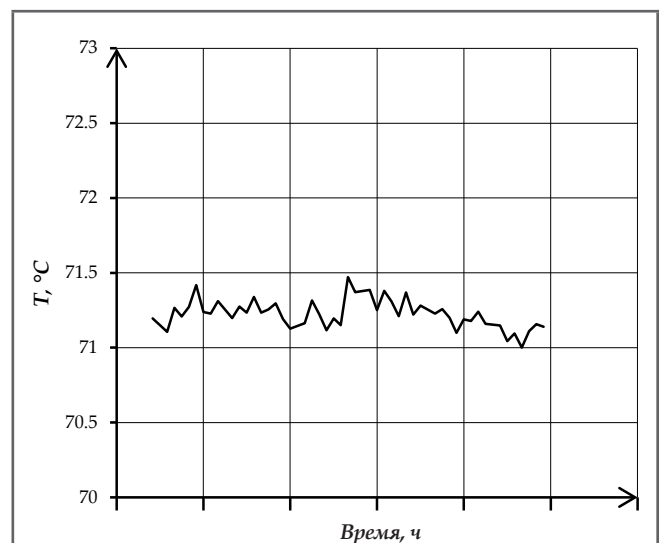
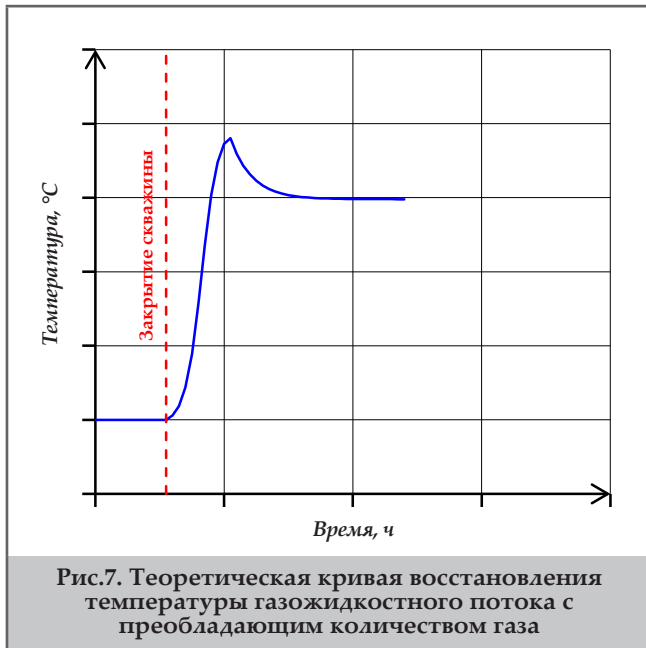


Рис.6. Динамика температуры при закрытии скважины для течения газированной жидкости с взаимной компенсацией положительного и отрицательного тепловых эффектов или для интервала скважины, в котором нет фильтрации



форму кривых восстановления температуры.

На рисунках 7 и 8 представлены теоретическая и реальная кривые восстановления температуры для газожидкостного потока с преобладающим количеством газа.

На рисунках 9 и 10 представлены теоретическая и реальная кривые падения температуры для газожидкостного потока с преобладающим количеством нефти и относительно высоким газовым фактором. Форму кривой можно объяснить влиянием фазовых переходных процессов.

Для выявления особенностей режима потока флюидов в различных интервалах пласта сравним некоторые характерные кривые восстановления (падения) температуры при остановке скважины в 08/2012 и 08/2013.

В этом интервале пласта в 08/2012 и 08/2013 наблюдалось двухфазное течение с отрицательным тепловым эффектом с преобладающим количеством газа и относительно высоким газовым фактором (см. рис.2).

Из анализа кривых на рисунке 12 следует, что в 08/2012 в этом интервале пласта наблюдалось двухфазное течение с отрицательным тепловым эффектом с преобладающим количеством газа и относительно высоким газовым фактором (см.рис.1 и 2). К 08/2013 режим потока сменился на двухфазное течение с положительным тепловым эффектом с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором.

В этом интервале пласта режим потока не изменился (двухфазное течение с положительным тепловым эффектом с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором) (см. рис.2).

В этом интервале пласта произошло изменение режима потока. Двухфазное течение с положительным тепловым эффектом с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором сменилось на практически однофазное течение, возможно связанное с притоком воды (см. рис.2). Об этом свидетельствуют большее повышение температуры при работе скважины по сравнению с другими интервалами пласта и значительное увеличение перепада температуры при закрытии скважины в 08/2013.

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

Диагностирование интервалов обводнения многопластовых месторождений на основе анализа кривых восстановления и падения температуры по данным DTS

Диагностирование интервалов обводнения, на основе анализа гидродинамических и теплофизических показателей, базируется на следующих положениях [12, 22, 24-27]:

- вода обладает значительно меньшей сжимаемостью и большей пьезопроводностью по сравнению с газированной нефтью;
- подвижность воды превышает подвижность нефти;
- растворимость пластовых газов в воде существенно ниже их растворимости в нефти;
- эффект адиабатического расширения для воды значительно меньше, чем для нефти;

- теплопроводность воды значительно выше, чем у нефти.

Из этого ясно, что внедрение воды в скважину приводит к проявлению положительного теплового эффекта, как и в случаях однофазного потока нефти и двухфазного потока нефти с преобладающим количеством нефти и относительно низким газовым фактором. Т.е. для определения интервалов воды, надо провести сравнительный анализ кривых падения температуры после закрытия скважины. 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, после закрытия скважины перепад температуры и темп ее падения должны быть выше, чем для нефти.

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.

Например, к увеличению температуры потока могут привести как повышение скорости газонефтяной смеси (влияние соседних эксплуатационных и нагнетательных скважин, повышение пластового давления), изменение теплофизических показателей газожидкостного потока, уменьшение газового фактора, прогрев призабойной зоны с течением времени, так и прорыв воды в скважину.

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) можно использовать обработку данных DTS в полулогарифмических координатах $T - \lg(t)$ или $\Delta T - \lg(t)$, где T – температура, ΔT – перепад температуры, t – время с момента закрытия скважины [11, 14, 24].

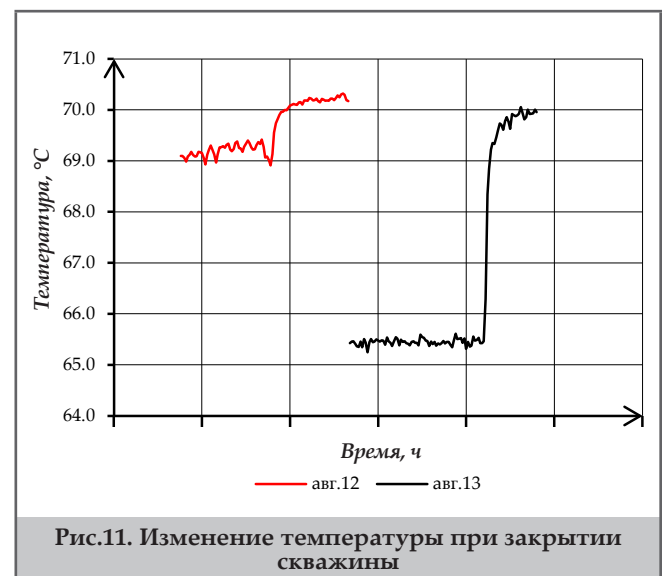
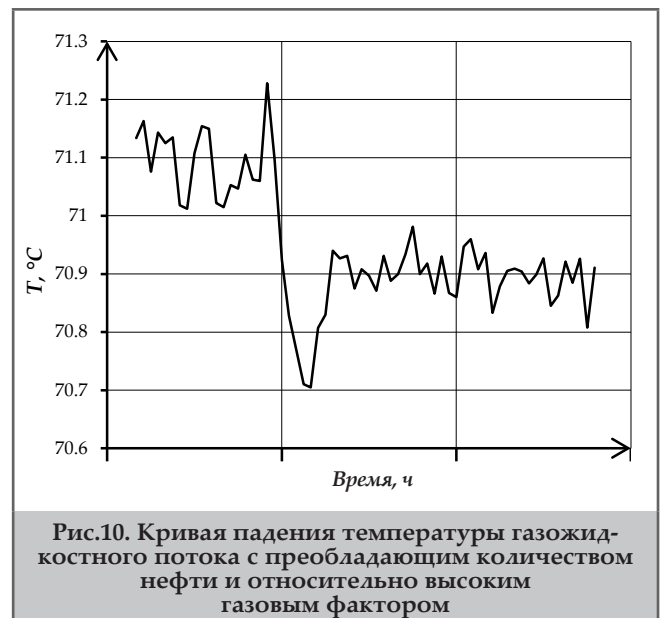
Режим многофазного течения, гидро- и пьезопроводность влияют на темп изменения температуры, для оценки которого необходимо определить тангенс угла наклона прямолинейного участка кривой восстановления или падения температуры после закрытия скважины в полулогарифмических координатах (рис. 15).

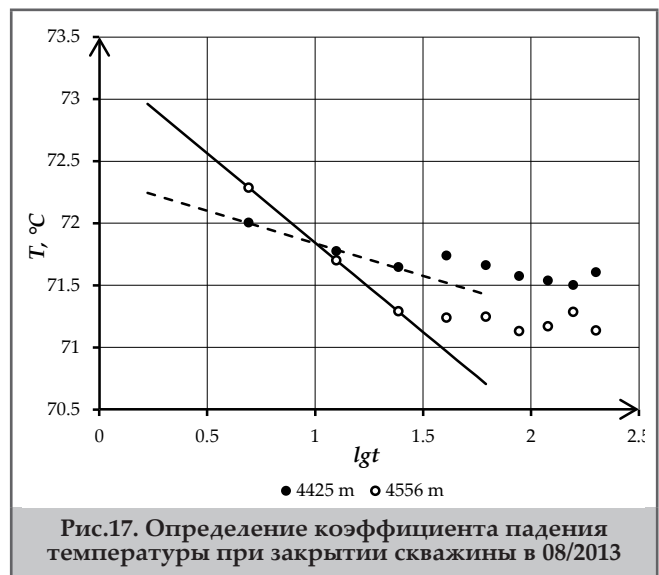
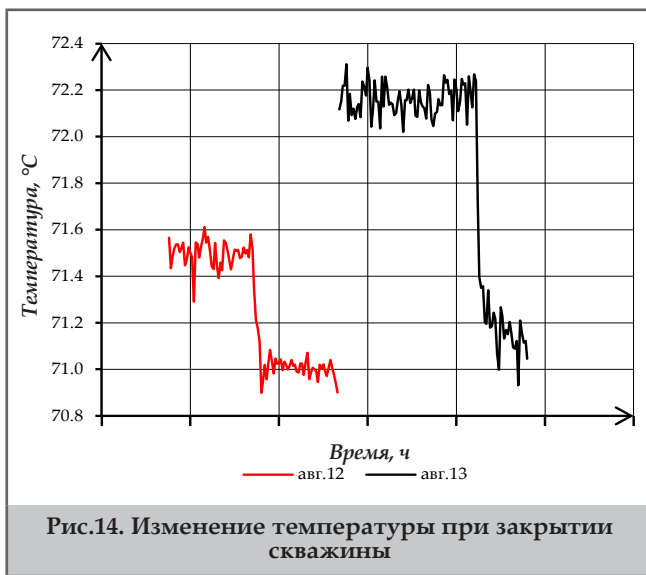
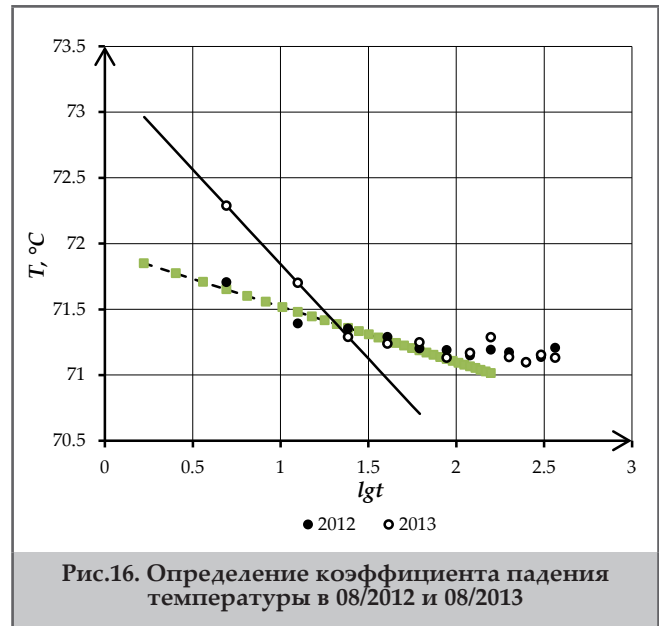
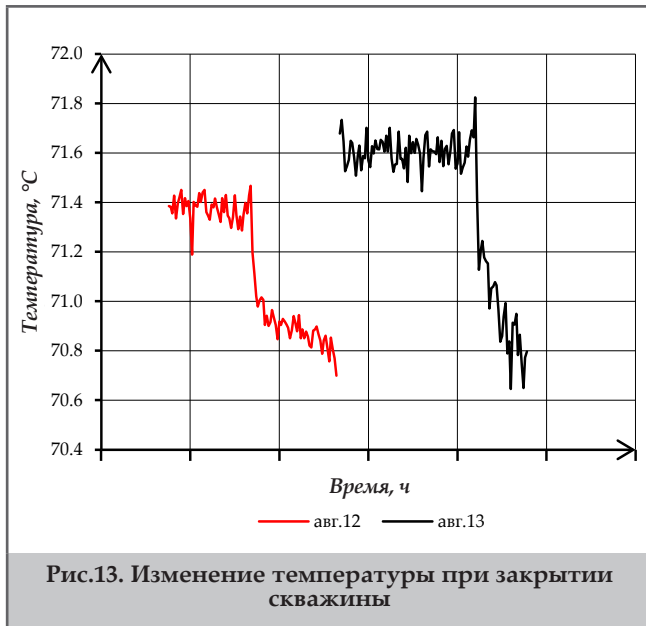
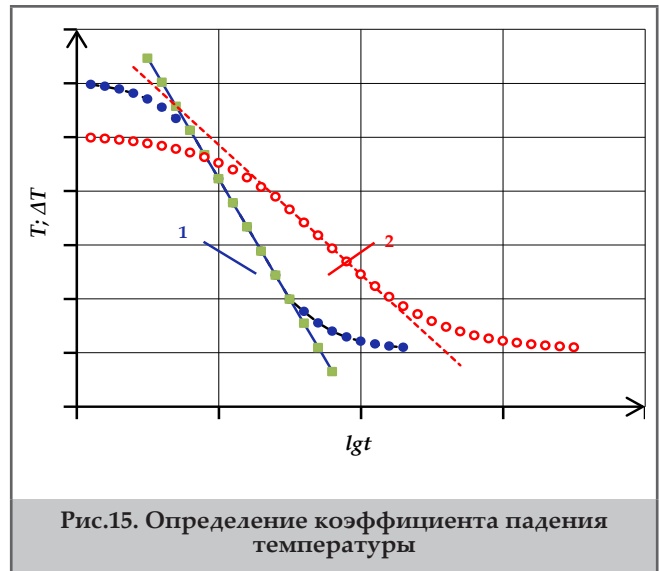
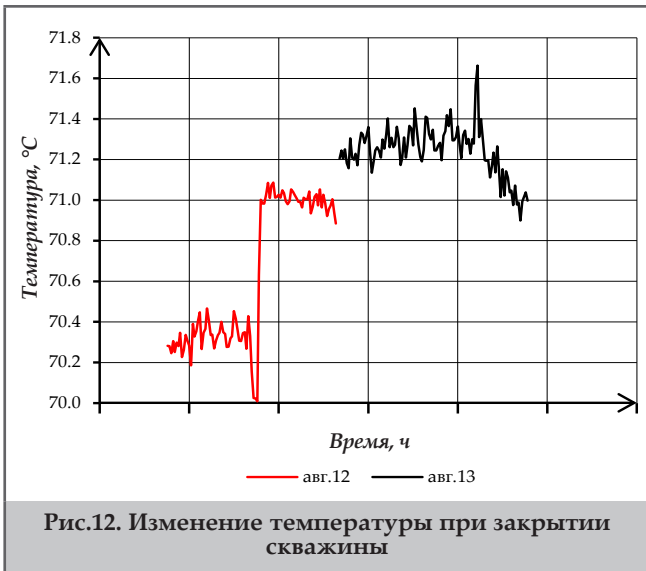
В этом случае, чем больше значение коэффициента падения температуры (тангенса угла наклона) по абсолютной величине (прямая 1), тем больше темп изменения температуры, что позволяет сделать вывод о режиме многофазного течения в данном интервале продуктивного пласта (например, об уменьшении газового фактора,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

Подобным же образом можно сравнивать изменение особенностей многофазного течения в одном и том же интервале пласта в разные периоды времени.

Для проведения такого анализа кривых восстановления (падения) температуры в скважинах необходимо проведение более частых замеров DTS, так как многие процессы перераспределения температуры происходят достаточно быстро.

Очень важным представляется анализ темпа изменения температуры после изменения режима работы скважины - закрытие, пуск, изменение степени открытия штуцера. Такой подход позволяет диагностировать структуру потока и выявить зоны обводнения.





Был проведен анализ изменения 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%).

Сравним кривые изменения температуры в полулогарифмических координатах $\Delta T - \lg(t)$ при закрытии скважины в 08/2012 и 08/2013 (рис.16). 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. 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 значении коэффициента падения температуры.

На рисунке 17 представлены кривые изменения температуры на различных интервалах (4425 м и 4556 м) в полулогарифмических координатах $\Delta T - \lg(t)$ при закрытии скважины 08/2013. Коэффициент падения температуры для 4425 м составил 0.52, а для 4556 м – 1.44, что свидетельствует о разных режимах многофазного течения в этих интервалах.

Для более детального анализа и интерпретации кривых восстановления (падения) температуры в скважинах необходимо проведение более частых замеров DTS, так как некоторые процессы, влияющие на изменение температуры, не всегда отражаются в имеющихся замерах.

Выводы

Анализ кривых восстановления (падения) температуры при пуске и закрытии скважины или изменении степени открытия штуцера, позволяет диагностировать сложные процессы многофазного течения в пористой среде и характерные особенности режима течения пластовых флюидов.

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 основные зоны водопритока.

Для более детальной интерпретации замеров DTS необходимо проведение сравнительного анализа динамики перераспределения температуры и давления в продуктивной зоне скважины, с результатами геофизического каротажа, каротажа добычи, тестовых исследований отборов пластовых флюидов (PLT) из различных интервалов многопластового резервуара.

Литература

1. Мирзаджанзаде, А. Х., Алиев, Н. А., Юсифзаде, Х. Б. и др. (1997). Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. *Баку: Эльм*.
2. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
3. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
4. Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
5. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
6. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021, October). Propagation of nano sized CDG deep into porous media. SPE-207024-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
7. Велиев, Э. Ф. (2021). Комбинированный метод увеличения нефтедобычи на основе технологии АСП. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (4 (81)), 41-48.
8. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
9. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications. *ANAS Transactions*, (1), 82-92.
10. Велиев, Э. Ф. (2021). Методы прогнозирования процесса конусообразования. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, (3), 18-25.
11. Балакиров, Ю. А. (1970). Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. *Москва: Недра*.
12. Rider, M. H., Kennedy, M. (2011). The geological interpretation of well logs. *Sutherland: Rider-French*.
13. Brown, G. (2009). Downhole temperatures from optical fiber. *Schlumberger Oilfield Review*, 20(4), 34-39.
14. (2009). The essentials of fiber-optic distributed temperature analysis. *Schlumberger Educational Services*.
15. Brown, G., Algeroy, J., Lovell, J., et al. (2010). Permanent monitoring: taking it to the reservoir. *Schlumberger Oilfield Review*, 22(1), 34-41.
16. Brown, G., Storer, D., McAllister, K., et al. (2003, October). Monitoring horizontal producers and injectors during cleanup and production using fiber-optic-distributed temperature measurements. SPE-84379-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
17. Brown, G. A., Kennedy, B., Meling, T. (2000, October). Using fibre-optic distributed temperature measurements to provide real-time reservoir surveillance data on Wytch Farm field horizontal extended-reach wells. SPE-62952-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
18. Fryer, V., Shu Xing, D., Otsubo, Y., et al. (2005, April). Monitoring of real-time temperature profiles across multi-zone reservoirs during production and shut-in periods using permanent fiber-optic distributed temperature systems. SPE-92962-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
19. Denney, D. (2012). DTS Technology: Improving Acid Placement. *Journal of Petroleum Technology*, 64(6), 22-25.
20. Gorgi, B., Medina, E., Gleaves, J., et al. (2014, November). Wellbore monitoring in carbonate reservoirs: value of DTS in acid stimulation through coiled tubing. SPE-171933-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

21. Villesca, J., Glasbergen, G., Attaway, D. J. (2011, June). Measuring fluid placement of sand consolidation treatments using DTS. SPE-144432-MS. In: SPE European Formation Damage Conference. *Society of Petroleum Engineers*.
22. Валиуллин, Р. А., Рамазанов, А. Ш., Шарафутдинов, Р. Ф. (1998). Термометрия пластов с многофазными потоками. *Уфа: БашГУ*.
23. Tabatabaei, M., Tan, X., Hill, A. D., Zhu, D. (2011, October-November). Well performance diagnosis with temperature profile measurements. SPE-147448-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
24. Malikov, H. Kh., Suleymanov, A. A., Mammadli, N. F. (2017, November). Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir by distributed temperature sensor data. SPE-189034-MS. In: *SPE Annual Caspian Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
25. Firoozabadi, A. (1999). Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. *New York: McGraw-Hill*.
26. White, F. M. (2011). Fluid mechanics. *New York: McGraw-Hill*.
27. Валиуллин, Р. А., Рамазанов, А. Ш., Шарафутдинов, Р. Ф. (1994). Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами. *Известия РАН. Механика жидкости и газа*, 6, 113–117.

References

- Mirzajanzadeh, A. Kh., Aliev, N. A., Yusifzade, Kh. B., et al. (1997). Fragments on development of offshore oil and gas fields. *Baku: Elm*.
- Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
- Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2021). Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification. *Modern Physics Letters B*, 35(01), 2150038.
- Suleimanov, B. A., Guseynova, N. I., Veliyev, E. F. (2017, October). Control of displacement front uniformity by fractal dimensions. SPE-187784-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
- Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.
- Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021, October). Propagation of nano sized CDG deep into porous media. SPE-207024-MS. In: *SPE Annual Caspian Technical Conference. Society of Petroleum Engineers*.
- Veliyev, E. F. (2021). A combined method of enhanced oil recovery based on ASP technology. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (4 (81)), 41-48.
- Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention. *SOCAR Proceedings*, 1, 104-113.
- Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Aliyev, A. A. (2021). Impact of nanoparticle structure on the effectiveness of pickering emulsions for eor applications. *ANAS Transactions*, (1), 82-92.
- Veliyev, E. F. (2021). Prediction methods for coning process. *Azerbaijan Oil Industry*, (3), 18-25.
- Balakirov, Yu. A. (1970). Thermodynamic studies of oil and gas filtering in deposit. *Moscow: Nedra*.
- Rider, M. H., Kennedy, M. (2011). The geological interpretation of well logs. *Sutherland: Rider-French*.
- Brown, G. (2009). Downhole temperatures from optical fiber. *Schlumberger Oilfield Review*, 20(4), 34-39.
- (2009). The essentials of fiber-optic distributed temperature analysis. *Schlumberger Educational Services*.
- Brown, G., Algeroy, J., Lovell, J., et al. (2010). Permanent monitoring: taking it to the reservoir. *Schlumberger Oilfield Review*, 22(1), 34-41.
- Brown, G., Storer, D., McAllister, K., et al. (2003, October). Monitoring horizontal producers and injectors during cleanup and production using fiber-optic-distributed temperature measurements. SPE-84379-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
- Brown, G. A., Kennedy, B., Meling, T. (2000, October). Using fibre-optic distributed temperature measurements to provide real-time reservoir surveillance data on Wytch Farm field horizontal extended-reach wells. SPE-62952-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
- Fryer, V., Shu Xing, D., Otsubo, Y., et al. (2005, April). Monitoring of real-time temperature profiles across multi-zone reservoirs during production and shut-in periods using permanent fiber-optic distributed temperature systems. SPE-92962-MS. In: *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
- Denney, D. (2012). DTS Technology: Improving Acid Placement. *Journal of Petroleum Technology*, 64(6), 22-25.
- Gorgi, B., Medina, E., Gleaves, J., et al. (2014, November). Wellbore monitoring in carbonate reservoirs: value of DTS in acid stimulation through coiled tubing. SPE-171933-MS. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
- Villesca, J., Glasbergen, G., Attaway, D. J. (2011, June). Measuring fluid placement of sand consolidation treatments using DTS. SPE-144432-MS. In: SPE European Formation Damage Conference. *Society of Petroleum Engineers*.
- Valiullin, R. A., Ramazanov, A. Sh., Sharafutdinov, R. F. (1998). Thermometry of reservoirs with multiphase flow. *Ufa: Bashkir State University*.
- Tabatabaei, M., Tan, X., Hill, A. D., Zhu, D. (2011, October-November). Well performance diagnosis with temperature profile measurements. SPE-147448-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
- Malikov, H. Kh., Suleymanov, A. A., Mammadli, N. F. (2017, November). Diagnosing multiphase flow regime in multilayered reservoir by distributed temperature sensor data. SPE-189034-MS. In: *SPE Annual Caspian Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
- Firoozabadi, A. (1999). Thermodynamics of hydrocarbon reservoirs. *New York: McGraw-Hill*.
- White, F. M. (2011). Fluid mechanics. *New York: McGraw-Hill*.
- Valiullin, R. A., Ramazanov, A. Sh., Sharafutdinov, R. F. (1994). Barothermal effect in three-phase flow through a porous medium with phase transitions. *Fluid Dynamics*, 28, 834-837.

Диагностирование режима многофазного потока и интервалов обводнения в многопластовом резервуаре на основе анализа замеров DTS

Г. Х. Меликов¹, Ш. З. Исмаилов¹, А. А. Сулейманов¹, Н. Ф. Маммедли²

¹Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, Баку, Азербайджан; ²НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Статья посвящена диагностированию режима многофазного потока в многопластовом резервуаре по замерам DTS. Проведен анализ теоретических и реальных кривых изменения температуры, соответствующих различным режимам многофазного течения пластовых флюидов. Показана возможность диагностирования режима многофазного потока на основе анализа особенностей восстановления и падения температуры в различных интервалах пласта при пуске, остановке или изменении степени открытия штуцера скважины. Предложен динамический подход к диагностированию интервалов обводнения на основе анализа кривых изменения температуры по данным DTS. Установлено, что для более обоснованной интерпретации замеров DTS необходимо проведение сравнительного анализа динамики перераспределения температуры и давления в продуктивной зоне скважины, с результатами геофизического каротажа, каротажа добычи, тестовых исследований отборов пластовых флюидов (PLT) из различных интервалов многопластового резервуара.

Ключевые слова: скважина; мониторинг; многопластовый резервуар; температура; DTS (распределенное измерение температуры); режим течения; многофазный поток.

DTS ölçmələrinin təhlili əsasında çoxlaylı yataqda çoxfazlı axın rejiminin və sulaşma intervallarının diaqnozlaşdırılması

H. X. Məlikov¹, Ş. Z. İsmayılov¹, A. Ə. Süleymanov¹, N. F. Məmmədli²

¹Azərbaycan Dövlət Neft və Sənaye Universiteti, Bakı, Azərbaycan;

²«Neftqazəlmətdəqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalə DTS ölçmələri əsasında çoxlaylı yataqda çoxfazlı axın rejiminin diaqnozlaşdırılmasına həsr edilmişdir. Lay mayelərinin çoxfazlı axınının müxtəlif rejimlərində temperatur dəyişməsinin nəzəri və real ayrılığının təhlili aparılmışdır. Quyunun işə salınması, dayandırılması və ya ştuserin açılma dərəcəsinin dəyişməsi zamanı layın müxtəlif intervallarında temperaturun bərpası və düşməsi xüsusiyyətlərinin təhlili əsasında çoxfazlı axın rejiminin diaqnostikasının mümkünlüyü göstərilmişdir. DTS məlumatlarına əsasən temperaturun dəyişmə ayrılığının təhlili əsasında sulaşma intervallarının diaqnostikasına dinamik yanaşma təklif olunur. Müəyyən edilmişdir ki, DTS ölçmələrinin əsaslandırılmış interpretasiyası üçün quyunun məhsuldar zonasında temperatur və təzyiğin paylanması dinamikasının geofiziki karotaj, hasilat karotajı (PLT), sınaq tədqiqatlarının nəticələri ilə müqayisəli təhlilini aparmaq lazımdır.

Açar sözlər: quyu; monitoring; çoxlaylı yataq; temperatur; DTS (paylanmış temperaturun ölçülməsi); axın rejimi; çoxfazlı axın.