

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/22\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/22_2017)

УДК 550.832.6:622.276.34

**Лукин А.А., Гаврилов М.Н., Гаврилова А.С.**Томский политехнический университет, Томск, Россия, [Lukin@tpu.ru](mailto:Lukin@tpu.ru), [Gavrilovmn@tpu.ru](mailto:Gavrilovmn@tpu.ru), [gavrilovaas@sibmail.com](mailto:gavrilovaas@sibmail.com)

## ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПРИЗНАКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ПРИТОКА ПО ДАННЫМ ТЕРМОМЕТРИИ

*Приведен алгоритм выделения дополнительных критериев по данным высокоточной термометрии. Исследована информативность расчетных характеристик теплового поля в слабонаклонной нефтяной скважине при решении задач определения профиля притока в условиях разработки неоднородного по проницаемости терригенного объекта низкой продуктивности. Анализ выполнен по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических исследований с учётом оценки их качества и в контексте с данными исследований открытого ствола и по эксплуатационным скважинам. Алгоритм может повысить обоснованность определения интервалов притока и удельного дебита.*

**Ключевые слова:** *высокоточная термометрия, нефтяная скважина, интервал притока, интерпретация промыслово-геофизических исследований, терригенный объект низкой продуктивности.*

В связи с ростом фонда горизонтальных скважин, а также скважин с незначительным притоком, при разработке месторождений, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым, во время промыслово-геофизических исследований использование традиционного комплекса и методов интерпретации зачастую приводят к неоднозначным результатам. Для решение этой проблемы разработано немало дополнительных технологических, аппаратных и программных комплексов, улучшающих эффективность промыслово-геофизических исследований (ПГИ) [Ahmad и др., 2013; Khalil и др., 2012; Torne и др., 2011; Ленн и др., 2004; Хасанов и др., 2013], однако большинство из них невозможно применять для переинтерпретации ранее проведенных работ.

Одна из основных причин, которая определяет высокую неоднозначность при интерпретации в вышеописанных случаях - это распределенные по стволу скважины незначительные притоки, которые создают незначительную аномалию в температурном поле. В таких случаях некоторые интерпретаторы полагаются на интуитивный опыт, что не может служить обоснованием решения поставленных задач. Однако, существуют подходы в обработке геофизической информации, позволяющие выделять незначительные аномалии, трансформируя их в более явные, что может являться формализованными признаками при решении поставленных задач. Рассмотрим следующие трансформации: нахождение градиентов (первой производной) по времени, нахождение градиентов (первой производной) по глубине, возведение градиентов в степень, а также дополнительная обработка производных

кривых.

### **Выбор объекта исследования и условия проведения эксперимента**

В связи с тем, что основная задача исследования - выявить новый признак выделения интервалов притока, выборка проводилась среди исследований, где приток определяется однозначно в комплексе методов, что позволяет судить о правильности выбора критерия. Для проведения расчетов произведена выборка результативных исследований профиля притока/поглощения в скважинах, перфорированных в интервале одного нефтепродуктивного пласта терригенного состава, с использованием отечественной аппаратуры с одинаковыми техническими характеристиками, компоновки приборов и технологии выполнения исследования с искусственным вызовом притока.

Стандартизация условий исследований обеспечивалась ограничениями в выборе скважин: использовались данные для длительно действующего фонда (более года) с субвертикальной проходкой ствола скважины в интервале пласта без отклонений технического состояния, без температурных аномалий, осложняющих интерпретационную картину (связанных с разогревом электроцентробежного насоса или резким изменением диаметра колонны). Дебит скважины достаточен для срабатывания вертушки (spinner) расходомера глубинного дебитомера (РГД) на протяжке.

Учитывая существенную систему ограничений, стандартизации при выборе экспериментальных скважин и требования к технологии и результативности исследований, объем выборки составил десять промыслово-геофизических исследований в семи скважинах.

В ходе выполнения эксперимента принимались следующие опорные условия:

- 1) достоверность индикации интервалов и амплитуд притока по результатам интерпретации данных РГД;
- 2) приток в скважине обусловлен только перфорированным интервалом, этим интервалом и ограничен поиск специфических характеристик теплового поля (утверждение основано на условии выбора скважин для эксперимента, скважины с отклонениями технического состояния по стволу заранее исключены);
- 3) любые аномалии характеристик теплового поля вне интервала перфорации пропущены (основано на утверждении 2).

### **Методика расчетов**

Построение профиля притока/поглощения с учетом данных высокоточной термометрии скважин является стандартной и неотъемлемой функцией большинства современных программных продуктов, пример формализованного графа учета таких данных приведен на

рис. 1. Однако способы реализации решения такой задачи, как правило, опираются на изменения кривой непосредственного замера теплового поля в скважине (температуры, как интегральной его характеристики), что оставляет за пользователем широкий спектр неопределенности. Такого рода неопределенность связана с природой отдельного изменения температурной кривой и ее характерных точек (точек перегиба). Эта вариативность выбора опорных точек, безусловно, влияет на достоверность определения работающих перфорированных интервалов и делает практически невозможными или неосновательными попытки определения амплитуд удельного дебита для каждого выделенного работающего интервала без привлечения данных расходомерии и всего комплекса в целом. Особенно трудным решение такой задачи представляется для старого фонда скважин со сложно построенным объектом выработки и низкими показателями продуктивности, когда датчики РГД оказываются полностью неэффективными из-за низкого дебита. Но при этом требуется провести детальный анализ профиля выработки запасов по разрезу для обоснования мероприятий доизвлечения.

Таким образом, решение подобной задачи авторы видят в последовательной обработке данных высокоточной термометрии:

- с выделением локальных характеристик теплового поля;
- сопоставлением с известными параметрами работы скважины (по результатам комплексной интерпретации исследования профиля притока/поглощения);
- визуальным определением значимых/незначимых расчетных характеристик теплового поля и способов увеличения помехоустойчивости;
- возможных допустимых условий применения таких характеристик.

В ходе эксперимента для каждой скважины вычислены следующие характеристики теплового поля:

1. Разностный параметр ( $dT = T_p - T_\phi$ ) – параметр, с математической точки зрения являющийся разностью амплитудных значений температуры в условиях работы скважины ( $T_p$ ) и фонового замера ( $T_\phi$ ). С физической точки зрения такой параметр должен более ярко отражать интервал тепловой контрастности, возникшей в результате тепловых процессов в скважине из-за возбуждения и работы пласта в сравнении с каждой отдельной температурной кривой. Амплитуда изменения расчетной кривой  $dT$  для условий эксперимента соответствует десятым градусам Цельсия.

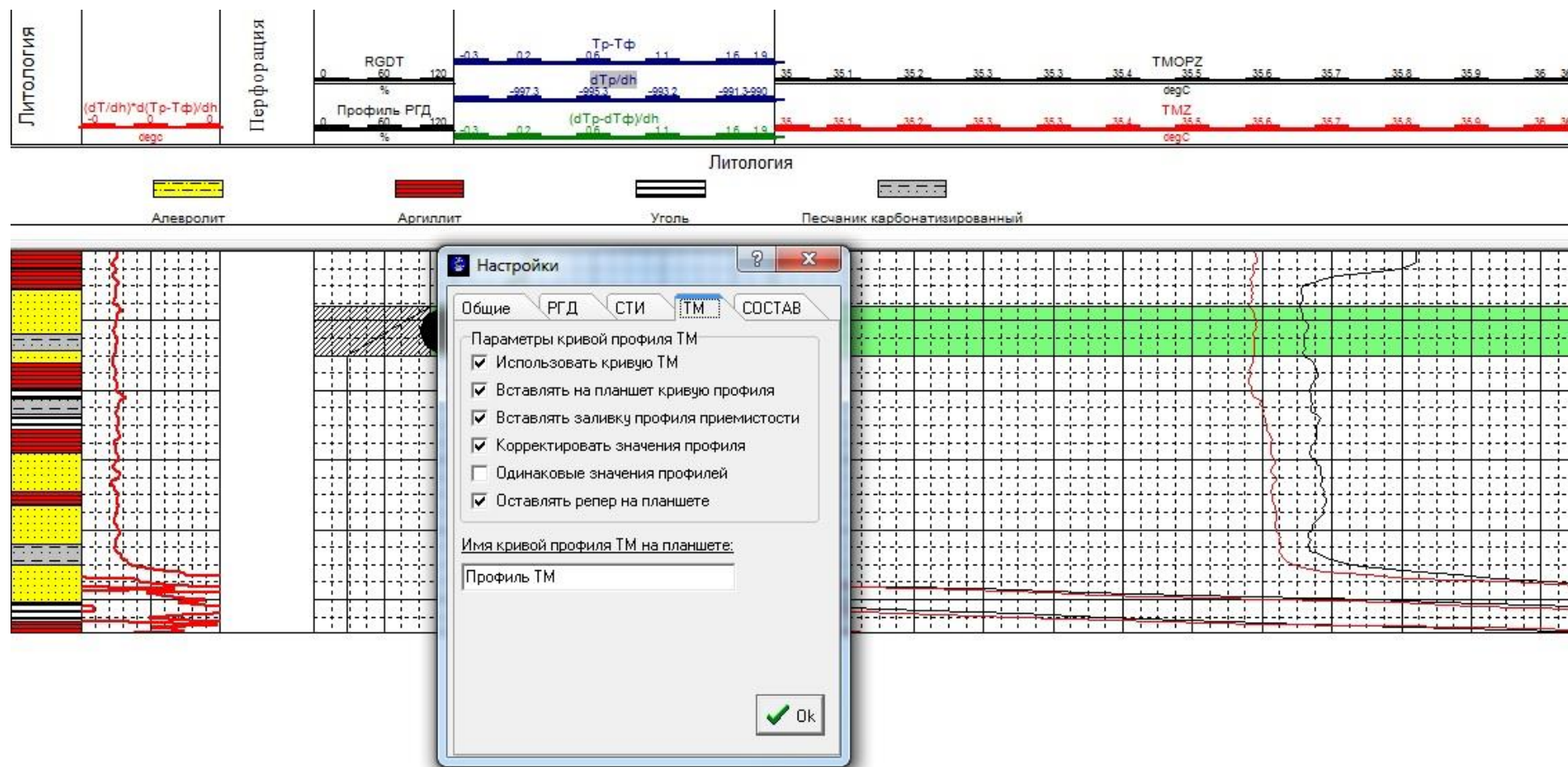


Рис. 1. Учет данных термометрии при построении профиля притока/поглощения

2. Первые производные по глубине  $dT/dh = (T_2 - T_1)/(h_2 - h_1)$  рассчитаны для температуры фонового замера, замеров в работающей скважине и разностного параметра. С физической точки зрения такой расчет призван подчеркнуть более высокочастотную составляющую изменчивости кривой температуры с глубиной и снизить влияние на форму кривой более глубоких [Заведий, 2010] (удаленных от аппаратурного датчика) тепловых процессов в пласте (которые, в свою очередь, должны характеризоваться более длинно-периодными функциями). Эта операция с данными кратно уменьшает порядок изменения расчетной кривой, соответственно амплитуда таких кривых изменяется в пределах сотых градуса Цельсия/метр.

3. Сглаженные кривые производных - для каждой расчетной кривой производной для уменьшения уровня шумов применено сглаживание по трем и пяти точкам. Однако, это не привело к значительному улучшению корреляции с кривой РГД.

4. Кривые производных нормированные на показания методов состава не выявили значительного, визуально-графически контролируемого уменьшения уровня шума и повышения корреляции с данными РГД. Это может быть обусловлено хорошим смешиванием флюидов в зоне определения интервалов притока, отсутствием резких изменений в составе притока из разных по фильтрационно-емкостным свойствам частей пласта (анализировались показания влагомера, резистивометрии и барометрии (в пересчете на плотность). Таким образом, ввиду однородности состава притока через все перфорированные интервалы, нормировка расчетных кривых на изменение состава притока по профилю в дальнейшем анализе не проводилась.

5. Возведенные в квадрат производные ( $dT_p^2$ ) и произведение  $dT_p \cdot d(T_p - T_\phi)$  применяются для увеличения визуальных различий в сверхмалых амплитудах кривых производных. Таким образом, интервалы сверхмалых амплитуд производных обратились практически в нуль, а значимые амплитуды контрастировали на их фоне. Визуальным сопоставлением по всем экспериментальным добывающим скважинам установлено, что наибольшей совпадаемостью амплитудных перепадов с кривой РГД характеризуется кривая произведения градиента разностной кривой и градиента температуры в работающей скважине  $dT_p \cdot d(T_p - T_\phi)$ .

### Анализ результатов

Для сопоставления расчётных кривых и данных РГД приведен наиболее наглядный пример (рис. 1). Разностной параметр  $dT$  не дал явных визуальных преимуществ в выявлении работающих интервалов ни на одной из скважин.

Первые производные по глубине имеют лишь некоторые общие аномальные интервалы, совпадающие с интервалами изменения кривой РГД. Однако высокая степень изменчивости расчетных кривых производных и наличие не коррелируемых с данными РГД аномалий все



еще оставляют за интерпретатором значительную вариативность в определении природы каждого перегиба расчетной кривой.

Применение стандартной технологии определения удельного дебита по расчетной кривой произведения градиента разностной кривой и градиента температуры в работающей скважине  $dT_p \cdot d(T_p - T_\phi)$  показало максимальное совпадение с данными РГД в добывающих скважинах. Среднее отклонение в определении границ работающей перфорированной толщины составляет 12%, в определении амплитуды удельного дебита - 17%. Пример сопоставления результатов определения профиля притока по данным расчетных характеристик термометрии и РГД в добывающей скважине представлен на рис. 2.

В нагнетательных скважинах расчет локальных характеристик теплового поля не позволил получить коррелируемые с данными РГД показатели удельного дебита. Вероятно, это обусловлено пределами возможной чувствительности расчетных характеристик микроизменений теплового поля в зоне работы каждого отдельного перфорированного интервала на фоне значительного по амплитуде охлаждения закачиваемой жидкости (рис. 3).

### Выводы

1) Характеристики локальных изменений теплового поля несут информацию не только о интервалах поступления флюида в скважину, но и о его удельном дебите.

2) Наиболее помехоустойчивой и информативной характеристикой удельного дебита в низко-дебитной скважине может выступать расчетная кривая произведения градиента разностной кривой и градиента температуры в работающей скважине  $dT_p \cdot d(T_p - T_\phi)$ .

3) Условия применимости выделения частотных характеристик теплового поля определяются аппаратурной чувствительностью и общей амплитудой теплового процесса. При значительном тепло- и массопереносе частотные характеристики теплового поля не отмечают отдельные работающие интервалы перфорации и не несут характеристик удельного дебита.

4) При выполнении условия помехоустойчивости расчетных характеристик теплового поля для них применим стандартный способ определения удельного дебита.

5) Одним из важных условий помехоустойчивости применения расчетных кривых термометрии в рамках настоящего экспериментального метода является однородность состава флюида по профилю (отсутствие границ флюидов), что подтверждается в интервале определения профиля притока.

6) Значительно улучшить помехоустойчивость получаемых расчетных кривых позволило бы фиксированное положение датчиков температуры в скважине - аналогичное системам «умная скважина» [Ипатов и др., 2014] или оптоволоконным системам.

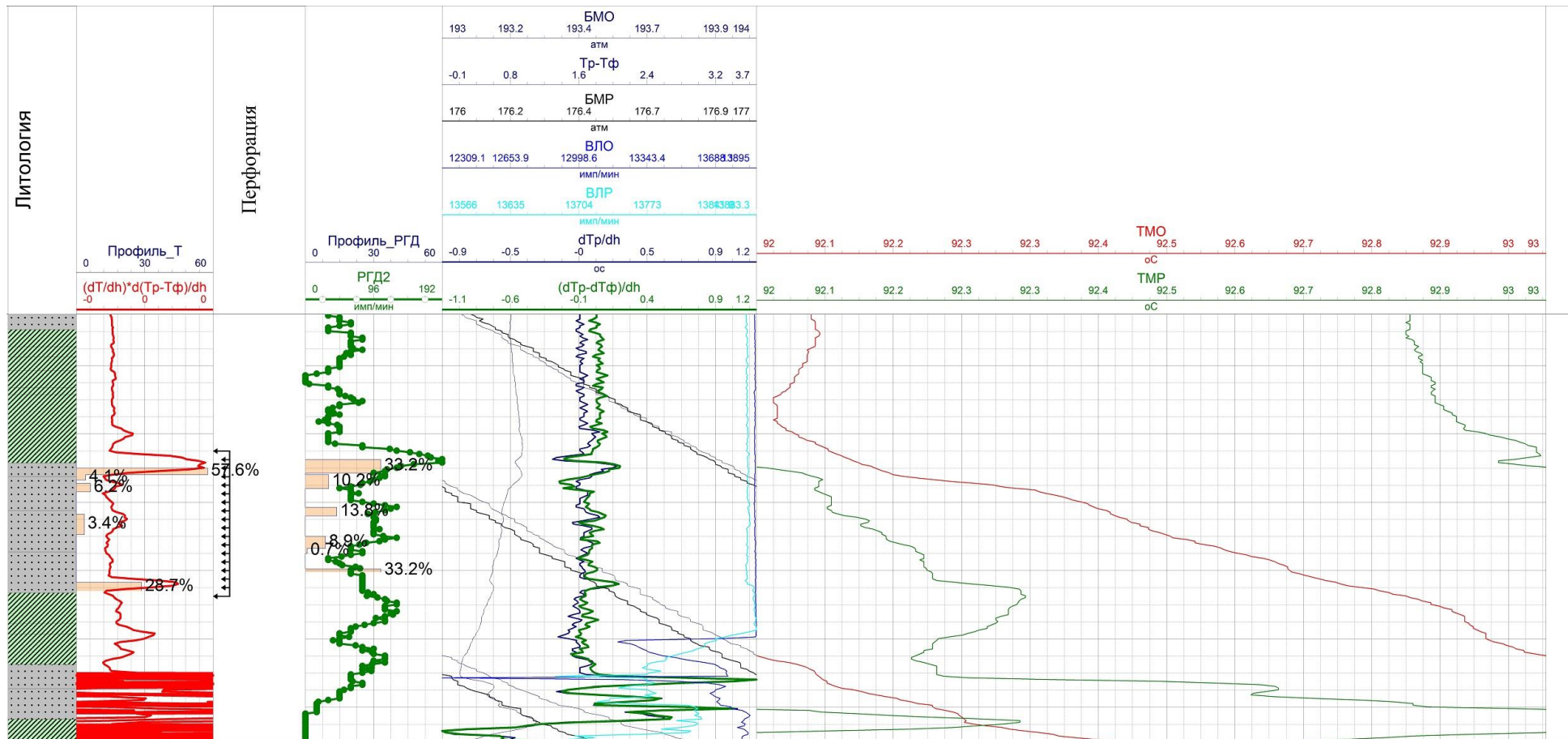


Рис. 2. Результаты расчета характеристик теплового поля в добывающей скважине





### Литература

*Заведий Т.Ю.* Моделирование температурного поля при нагнетании технологических жидких радиоактивных отходов в пласт-коллектор // Известия ТПУ. – 2010. – Т.317. – №1. – С. 188–194.

*Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С.* Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге профиля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 5. - С. 96–100.

*Ленн К., Каденхэд Д., Сандер Р., Ашууров В.* Новые разработки в области промыслового каротажа горизонтальных скважин // Технологии ТЭК. - 2004. - № 5.

*Хасанов М.М., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Инновационные технологии как инструмент повышения эффективности разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» // Недропользование XXI век. 2013. № 2 (39). С. 10-19.

*Ahmad N., Musharfi N. M., Zaouali Z., Bawazir M.A., Al-Shabibi, H.* Integrated Solution for Emulsion Diagnosis in Horizontal Production Logs // Society of Petroleum Engineers September 30 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/166532-MS>

*Khalil, I.N., Filenev, M., Aslanyan, A., Aslanyan, I., Barghouti, J., El-Hamawi, M.H., Salim, B.* Leak Detection by Temperature and Noise Logging // Society of Petroleum Engineers 2012 January 1. DOI: <https://doi.org/10.2118/161983-MS>

*Torne, J.P., Arevalo, F.J., Jay, P.L., Salim, M.E., Guergueb, N., & Frisch, G.J.* A Successful Introduction of a New Tools Configuration and Analysis Method for Production Logging in Horizontal Wells // Society of Petroleum Engineers 2011 January 1. DOI: <https://doi.org/10.2118/140790-MS>

**Lukin A.A., Gavrilov M.N., Gavrilova A.S.**

Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, [Lukin@tpu.ru](mailto:Lukin@tpu.ru), [Gavrilovmn@tpu.ru](mailto:Gavrilovmn@tpu.ru), [gavrilovaas@sibmail.com](mailto:gavrilovaas@sibmail.com)

### ADDITIONAL FEATURES OF DISTRIBUTION OF INTERVALS OF THE INFLUENCE ON THERMOMETRY DATA

*An algorithm is given for isolating additional criteria from the data of high-precision thermometry. The informative value of the thermal field calculated characteristics in a weakly inclined oil well is studied for solving the problems of determining the inflow profile in conditions of the development of a heterogeneous permeability terrigenous reservoir of low productivity. The analysis is based on the results of a comprehensive interpretation of field and geophysical studies, taking into account the assessment of their quality, related with open-hole research data and production well data. The algorithm can increase the validity of determining the intervals of inflow and specific production rate.*

**Keywords:** *high-precision thermometry, oil well, inflow interval, interpretation of field-geophysical studies, terrigenous reservoir of low productivity.*

#### References

Ahmad N., Musharfi N. M., Zaouali Z., Bawazir M.A., Al-Shabibi, H. Integrated Solution for Emulsion Diagnosis in Horizontal Production Logs. Society of Petroleum Engineers September 30 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/166532-MS>

Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Kaeshkov I.S. *Skrytyy potentsial optovolokonnoy termometrii pri monitoringe profilya pritoka v gorizontal'nykh skvazhinakh* [The hidden potential of fiber-optic thermometry in monitoring the inflow profile in horizontal wells]. Neftyanoe khozyaystvo, 2014, no. 5, p. 96–100.

Khalil, I.N., Filenev, M., Aslanyan, A., Aslanyan, I., Barghouti, J., El-Hamawi, M.H., Salim, B. Leak Detection by Temperature and Noise Logging. Society of Petroleum Engineers 2012 January 1. DOI: <https://doi.org/10.2118/161983-MS>

Khasanov M.M., Ipatov A.I., Gulyaev D.N. *Innovatsionnye tekhnologii kak instrument povysheniya effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy OAO «Gazprom neft'»* [Innovative technologies as a tool to increase the efficiency of field development of JSC Gazprom Neft]. Nedropol'zovanie XXI vek, 2013, 2 (39), p. 10-19.

Lenn K., Kadenkhed D., Sander R., Ashurov V. *Novye razrabotki v oblasti promyslovogo karotazha gorizontal'nykh skvazhin* [New developments in the field of horizontal well logging]. Tekhnologii TEK, 2004, no. 5.

Torne, J.P., Arevalo, F.J., Jay, P.L., Salim, M.E., Guergueb, N., & Frisch, G.J. A Successful Introduction of a New Tools Configuration and Analysis Method for Production Logging in Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers 2011 January 1. DOI: <https://doi.org/10.2118/140790-MS>

Zavediy T.Yu. *Modelirovanie temperaturnogo polya pri nagnetanii tekhnologicheskikh zhidkikh radioaktivnykh otkhodov v plast-kollektor* [Modeling of the temperature field during the timing of pumping technological liquid radioactive waste into the reservoir]. Izvestiya TPU, 2010, vol. 317, no. 1, p. 188–194.

© Лукин А.А., Гаврилов М.Н., Гаврилова А.С., 2017