

# Анализ и моделирование притока флюида на основе данных распределенной термометрии в горизонтальной скважине

**Д.А. Семикин**

руководитель отдела геологических исследований и операций<sup>1</sup>  
dsemik@yandex.ru

**М.Т. Нухаев**

к.т.н., доцент<sup>2</sup>  
mnukhaev@hotmail.com

**А.В. Жаковщikov**

ведущий инженер<sup>3</sup>  
azhakovschikov@gmail.com

<sup>1</sup>ООО «Шатскморнефтегаз» (филиал)  
Москва, Россия

<sup>2</sup>Сибирский Федеральный Университет,  
Красноярск, Россия

<sup>3</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволокнефть»,  
Астрахань, Россия

**В данной статье описывается подход к решению задачи оптимизации притока флюида на основе анализа результатов распределенной термометрии и моделирования предполагаемого притока при различных сценарных условиях работы протяженной горизонтальной скважины в нефтяной оторочке.**

## Материалы и методы

Работа, основанная на практическом опыте, включает в себя описание проблем при разработке контактных запасов, реализацию технических и технологических подходов при оборудовании продуктивной части ствола скважины. Описан подход к созданию температурной модели притока в различных интервалах продуктивной части ствола.

## Ключевые слова

оптоволоконный кабель, система распределенного измерения температуры, температурные кривые, температурная модель притока

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в северной части Каспийского моря, в 175 км от г. Астрахани и представлено двумя залежами: терригенными отложениями нижнемелового возраста (неокомский надъярус) и карбонатными отложениями верхнеюрского возраста (волжский ярус). Основные промышленные запасы нефти содержатся в неокомском надъярuse, площадь которого составляет 20,1х4,7 км, а эффективная нефтенасыщенная толщина равна приблизительно 20 м. Положение газонефтяного контакта коллектора неокомского яруса отмечено на 1517,2 м, а водонефтяного контакта — на 1537,1 м (рис. 1).

Оба продуктивных горизонта имеют значительные газо- и водонефтяные переходные зоны. Коллекторы характеризуются неоднородностью по фильтрационным свойствам, а величина давления насыщения близка к величине пластового давления. Перечисленные особенности обуславливают высокую степень риска возникновения прорывов газа/воды в интервалах продуктивного пласта, имеющих высокую проницаемость, создают вероятность формирования стабильных газовых и водных конусов. Эксплуатационные скважины, пробуренные на месторождении, включают горизонтальные скважины повышенной протяженности с длиной горизонтального стола до 5000 м. Скважина, рассматриваемая в данной публикации, имеет горизонтальное окончание в неокомском надъярuse протяженностью 979 м.

Схема заканчивания скважины в продуктивной нефтяной оторочке (нижнее заканчивание) приведена на рис. 2. Одними из основных элементов конструкции нижнего заканчивания являются противопесочные фильтры с проволоочной обмоткой и устройствами контроля притока [1]. Разделение коллектора на несколько добывающих интервалов произведено посредством

установки разбухающих пакеров с проводными каналами для оптоволоконного кабеля. Участки пласта с глинистыми перемычками (2196–2246 м, 2364–2514 м) изолированы глухими трубами, в том числе, во избежание закупоривания фильтров частицами глины в процессе освоения скважины после бурения и добычи. Каждая компоновка разбухающих пакеров состоит из одного водоразбухающего и одного нефтеразбухающего пакера, длина реактивных эластомеров которых составляет 1 м, а также центриатора, смонтированного на патрубке. Места расположения разбухающих пакеров внутри скважины были точно выверены в соответствии с литологическим разрезом пласта, а также с учетом данных кавернометрии, чтобы убедиться в том, что при разбухании пакеров будет обеспечен их полный контакт со стенками открытого ствола скважины и создана надлежащая гидравлическая изоляция продуктивных интервалов. Основная цель применения устройств контроля притока заключается в обеспечении равномерного профиля притока и предотвращении раннего прорыва газа и воды. В устройствах контроля притока используются штуцеры, которые устанавливаются в корпус устройств, расположенных возле муфтовых соединений каждой трубы-хвостовика. Инсталляция производится непосредственно на буровой, в процессе спуска оборудования нижнего заканчивания в скважину [2]. Это позволяет инженерам производить точную настройку параметров контроля притока на основе петрофизической интерпретации данных, полученных во время каротажа в процессе бурения (LWD). При заканчивании рассматриваемой скважины оснащение устройств контроля притока штуцерами производилось следующим образом:

1. Устройства контроля притока, расположенные в «пяточной» области ствола скважины были оснащены штуцерами  $\varnothing 1,6$  мм

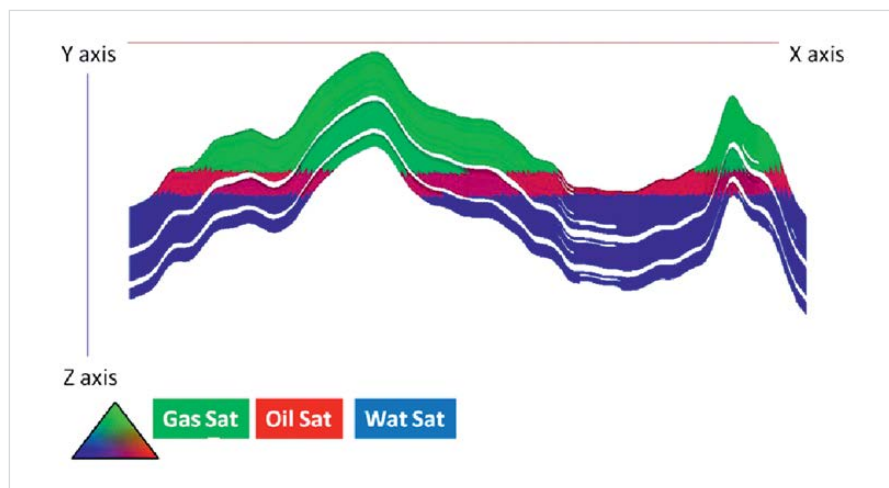


Рис. 1. — Геологический профиль залежи неокомского яруса  
Fig. 1 — Neokomian formation cross section

(по четыре на каждую трубу хвостовика), что было обусловлено необходимостью снижения интенсивности притока на данном участке ствола, а также снижения рабочей депрессии из-за высокого риска прорыва свободного газа газовой шапки.

- Устройства контроля притока, расположенные в зонах с высокой проницаемостью, в интервалах 2607–2653 м и 2861–2930 м были оснащены штуцерами  $\varnothing 2,5$  мм (по два на каждую трубу хвостовика) с целью предотвращения раннего прорыва газа в этих интервалах [3].
- В интервалах с низкой проницаемостью были установлены устройства контроля притока, оснащенные штуцерами большего диаметра ( $\varnothing 4,0$  мм), по четыре на каждую трубу хвостовика (рис. 2).

В условиях горизонтальной скважины,

имеющей низкую рабочую депрессию на пласт, установка оптоволоконного кабеля производилась на внешней поверхности кожуха противопесочных фильтров. Подобный способ установки оптоволоконного кабеля в комбинации с устройствами контроля притока, основанный на эффекте Джоуля-Томсона, обеспечивает уникальную возможность прямого измерения температуры притока на отдельных интервалах ствола скважины, исключая при этом эффект термодиффузии. Такое явление возникает при смешивании внутри ствола скважины флюида, поступающего из различных продуктивных интервалов, и считается осложняющим фактором при проведении интерпретации. При таком расположении кабеля изменение температуры притока будет связано исключительно с перепадом забойного давления на определенном участке ствола скважины и

свойствами флюида. Мониторинг изменения этих параметров в течение определенного промежутка времени способствует локализации поступления свободного (прорывного) газа в ствол скважины.

Стыковка верхнего (колонна НКТ) и нижнего (хвостовик-фильтр) заканчивания производилась с помощью системы CLWM (мокрого соединения), состоящего из двух частей: стингера и приемника. Такая система позволяет производить механическое соединение оптоволоконного кабеля в условиях скважинной среды. В каждой секции фильтра имеются продольные пазы, в которых размещается оптоволоконный кабель системы распределенного измерения температуры (DTS) с плоской оплеткой (рис. 3).

Для оптоволоконного распределенного измерения температуры используется

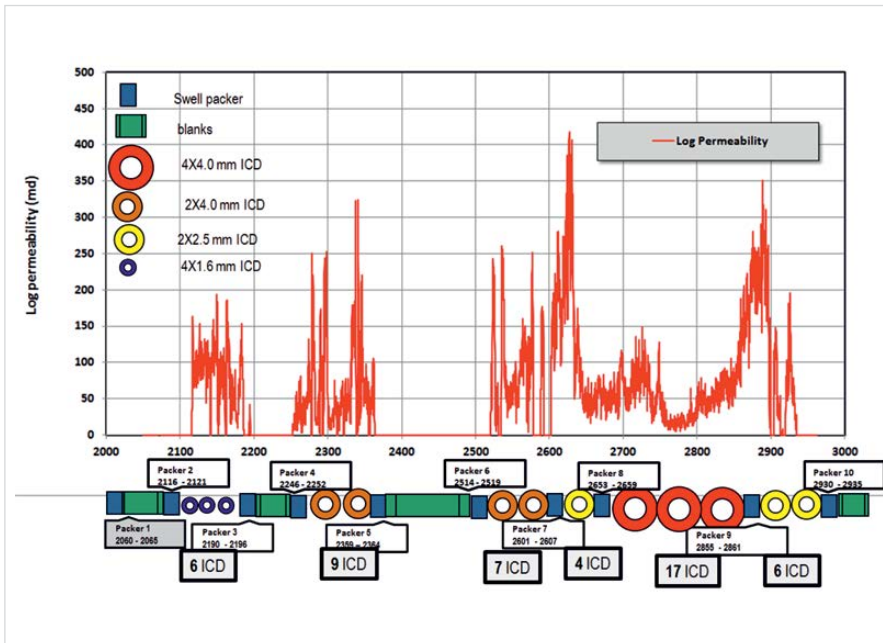


Рис. 2 — Схема заканчивания скважины с устройствами контроля притока  
Fig. 2 — ICD well completion design

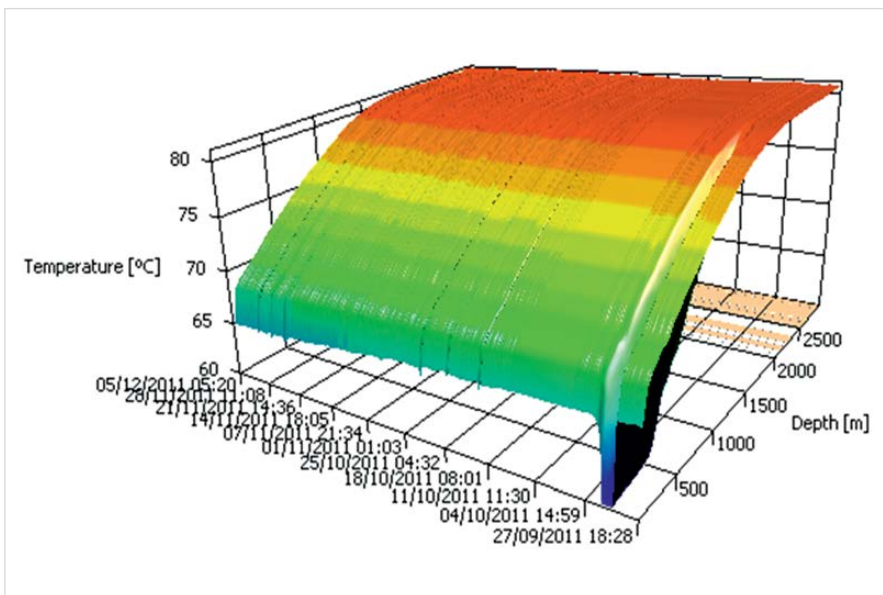


Рис. 4 — Данные распределенного измерения температуры по всему стволу скважины  
Fig. 4 — All the DTS data over the whole well



Рис. 3 — Противопесочный фильтр с проложенным оптоволоконным кабелем в плоской оплетке; стингер и приемник системы CLWM; разбухающие пакеры с проводными каналами

Fig. 3 — Sand screen with DTS flatpack; stinger and connector; swellable packers with cable holes

промышленный лазер, который посылает световые импульсы по оптоволокну со скоростью 10 наносекунд. При прохождении каждого пучка света небольшое его количество отражается молекулами волокна. Такой обратно-рассеянный свет анализируется для измерения температуры на протяжении всей длины оптоволокну. На рис. 4 приведено трехмерное изображение со всеми данными распределенного измерения температуры, зарегистрированными в скважине за 6 мес. наблюдений. На рис. 5 отображены выбранные температурные кривые, полученные системой распределенного измерения температуры за указанный период времени (по одной кривой на каждый месяц), совмещенные с кривой гамма-каротажа. Синей линией обозначена траектория скважины и ее положение по глубине.

Отметим, что с увеличением газосодержания в добываемой жидкости наблюдается снижение температуры за счет изменения тепловых свойств скважинного флюида. Наблюдается общая тенденция снижения температуры с течением времени, а в некоторых интервалах продуктивного пласта наблюдается возрастающий эффект охлаждения флюида до 0,6°C в течение указанного периода времени. На рис. 6 приведена 3D визуализация, созданная на основе всех данных распределенного измерения температуры за

указанный период регистрации измерений, где четко прослеживается возрастающий эффект охлаждения флюида на отдельных интервалах коллектора с течением времени (температурная шкала перевернута: понижение температуры на шкале снизу-вверх). Температура притока, измеряемая в затрубном пространстве в различных продуктивных интервалах пласта, находится в зависимости от величины депрессии на пласт и термодинамического коэффициента Джоуля-Томсона, который является количественной характеристикой эффекта Джоуля-Томсона и определяется отношением изменения температуры газа к вызвавшему его изменению давления:

$$\mu = \Delta T / \Delta p$$

Исходя из этого, при условии, что величина депрессии на пласт остается стабильной, величина изменения температуры будет отражать изменение коэффициента Джоуля-Томсона для потока скважинного флюида [4]. Следовательно, температура, измеряемая в продуктивном интервале коллектора с помощью оптоволоконного кабеля, расположенного на внешней стенке фильтра, не является температурой смешанного потока флюида из разных интервалов скважины, а, напротив, служит прямым показателем свойств потока флюида непосредственно при его поступлении из пласта в

скважину, при стабильной величине пластового давления.

Нефть и вода имеют практически идентичные коэффициенты Джоуля-Томсона, поэтому было невозможно использовать температурные измерения для определения интервалов поступления воды с момента запуска скважины в эксплуатацию, так как скважина была введена в эксплуатацию с достаточно высоким (>40) процентом содержания воды в продукции. При этом, прямым показателем увеличения значения промыслового газового фактора с течением времени будет снижение температуры пластового флюида в локальных зонах горизонтального ствола. Это обусловлено тем фактом, что коэффициент Джоуля-Томсона для газа значительно отличается от термодинамических коэффициентов нефти и воды. Данные, приведенные на рис. 5 и 6, отображают представленную зависимость и позволяют определить интервалы продуктивного пласта, в которых происходят прорывы свободного газа газовой шапки. Анализ различных сценариев работы скважины на базе данных распределенного измерения температуры проводился при помощи скважинного температурного симулятора в течение различных временных промежутков [5].

На рис. 7 изображена тепловая модель притока с учетом эффекта Джоуля-Томсона в соответствии с данными измерений,

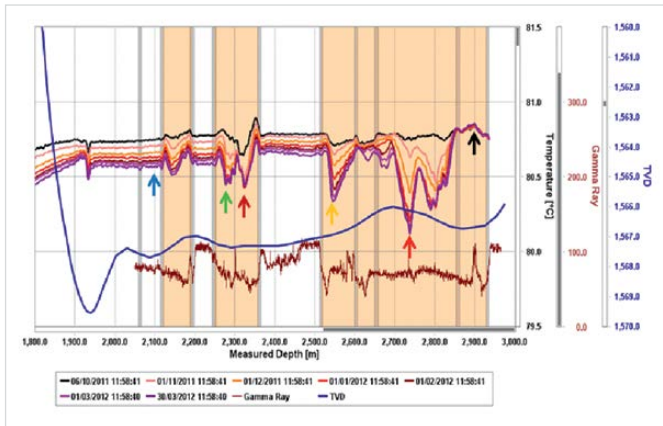


Рис. 5 — Температурные кривые, отобранные за период проведения измерений  
Fig. 5 — Selected DTS traces

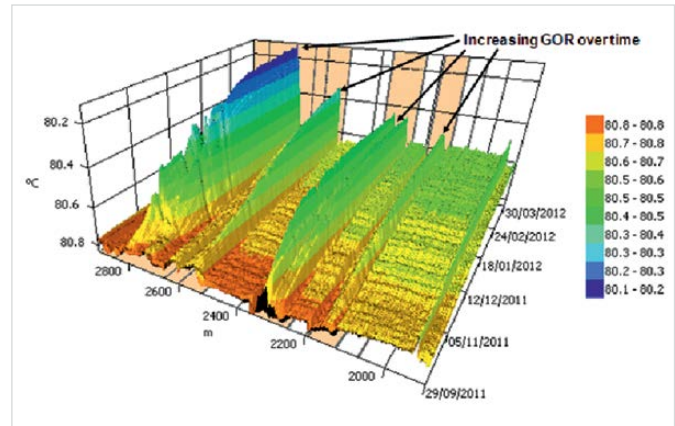


Рис. 6 — Трехмерное изображение замеров, полученных при помощи системы оптоволоконного измерения температуры, исходя из временной зависимости  
Fig. 6 — 3D picture of DTS temperature vs. time for the reservoirs

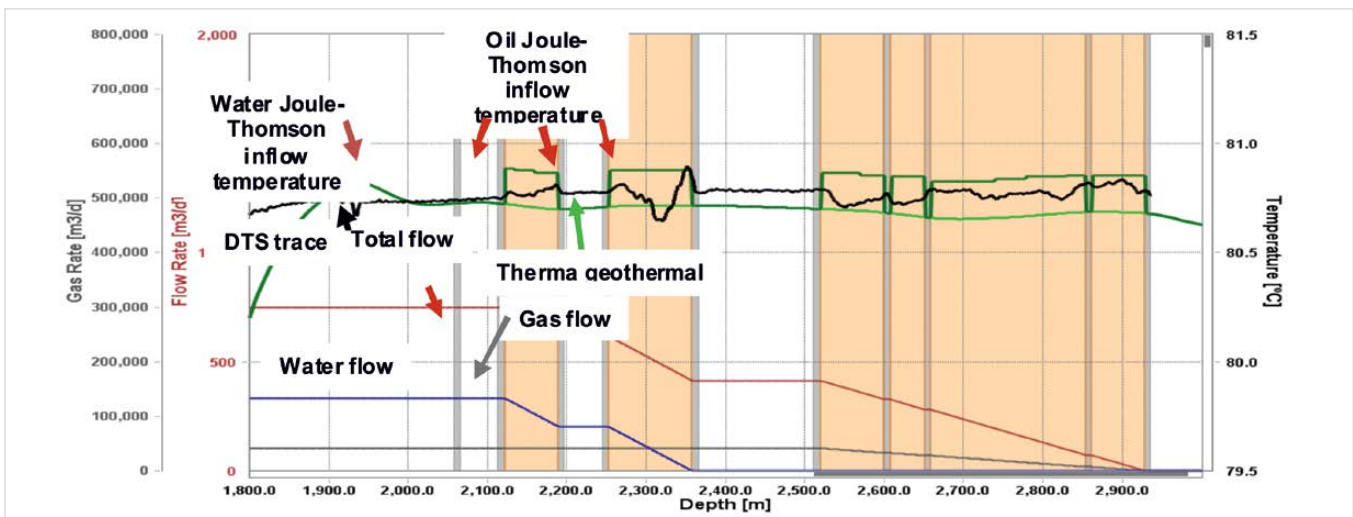


Рис. 7 — Температурная модель притока с учетом эффекта Джоуля-Томсона и наложением ее на температурную кривую, полученную в результате измерений с помощью оптоволоконной системы; первые дни периода наблюдений  
Fig. 7 — Thermal model Joule-Thomson inflow temperatures; DTS data of initial monitoring period

полученными через несколько дней после ввода скважины в эксплуатацию. Данная модель была создана посредством разбивки интервалов коллектора на микро-интервалы; при этом отдельные величины газосодержания в этих интервалах корректировались до достижения соответствия расчетных данных температуры притока с фактическими данными, полученными системой распределенного измерения температуры при помощи оптоволоконного кабеля (интервалы оранжевого цвета).

Благодаря корректировке данных общий дебит по газу увеличивается до 90 тыс. м<sup>3</sup>/сутки — именно это значение было зарегистрировано на устье скважины мультифазной замерной установкой. Отсутствие повышения газосодержания в интервале характеризуется наивысшим значением температуры на отметке 2350 м, в то время как низшее значение температуры на отметке 2320 м свидетельствует об увеличении газосодержания в интервале значения от 104 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 450 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На рис. 8 приведены результаты измерений, выполненных в конце шестимесячного периода наблюдения (сиреневая кривая), а также результаты адаптации к этой кривой значений вычисления температуры притока с учетом коэффициента Джоуля-Томсона. По состоянию на этот период, интервал с

наивысшим газосодержанием, которое составляет 3000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, находится на отметке 2735 м. Необходимо отметить, что общий дебит газа по скважине после адаптации результатов моделирования к результатам фактических измерений также возрос до 230 тыс. м<sup>3</sup>/сут, по сравнению с зафиксированным дебитом, равным 275 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

При составлении всех вышеописанных термальных моделей предполагается, что распределение притока, в том числе воды, на начальном этапе работы скважины происходит достаточно равномерно. Благодаря корректировке наиболее актуальной за период наблюдения модели на рис. 8, появилась возможность продемонстрировать ожидаемые результаты в случае, если бы вся пластовая вода отбиралась из двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины, а из остальных интервалов производился бы отбор безводной нефти (рис. 9). Следует отметить, что если бы 100% пластовой воды поступали бы из этих двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины, то следовало бы ожидать повышения температуры притока за счет эффекта Джоуля-Томсона, однако наблюдается ее понижение. Поскольку отбор нефти теперь производится из интервалов, расположенных ниже отметки 2400 м, вычисленные значения температуры притока за счет

эффекта Джоуля-Томсона в интервалах, начиная с отметки 2400 м и до проектной глубины, будут значительно выше значений, полученных в результате измерений. Это не является реалистичным сценарием добычи.

Если предположить, что из двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины поступает приток только нефти, а из интервалов, расположенных ниже отметки 2400 м — воды, то получим результаты, приведенные на рис. 10. В данном случае, охлаждение потока флюида за счет эффекта Джоуля-Томсона на двух интервалах «пяточной» области ствола скважины будет значительно по сравнению с фактической величиной, полученной в результате измерений; на нижних интервалах результаты моделирования будут гораздо ниже результатов измерений. Следует отметить, что в этом случае для достижения необходимого дебита на устье скважины степень обводненности нефти, поступающей из нижней части коллектора, должна составлять 70%, за исключением самого нижнего интервала. Поэтому в интервале между отметками 2400 м и 2850 м фиксируется высокое газосодержание нефти, что объясняет низкое значение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона, в отличие от предыдущего сценария, приведенного на

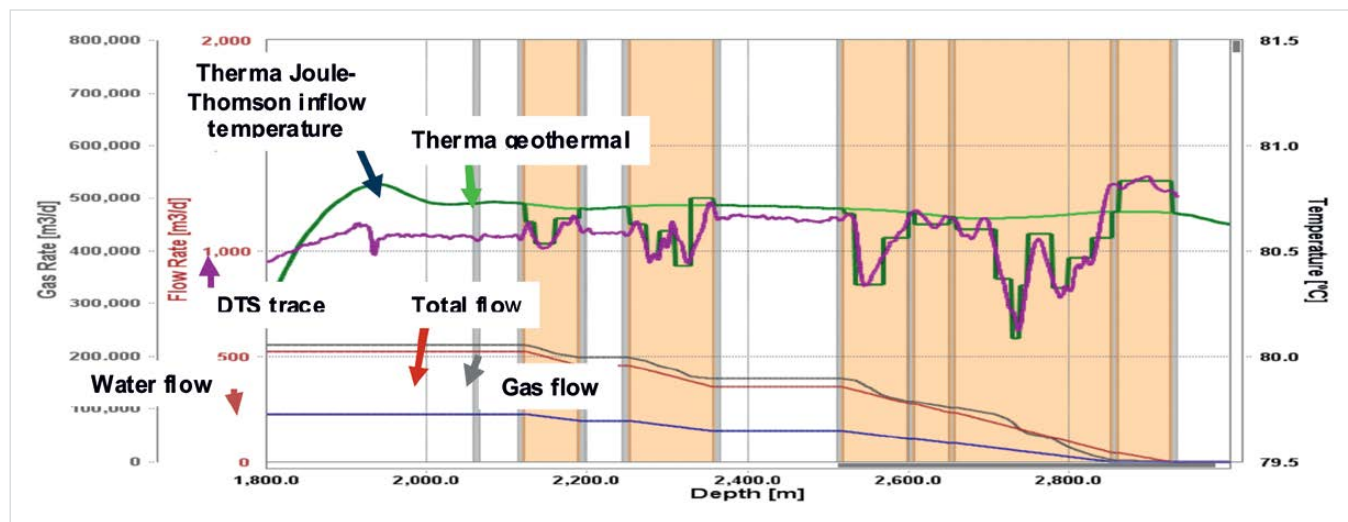


Рис. 8 — Температурная модель притока с учетом воздействия эффекта Джоуля-Томсона; последние дни периода наблюдений  
Fig. 8 — Therma model Joule-Thomson inflow temperatures; DTS data of last monitoring period

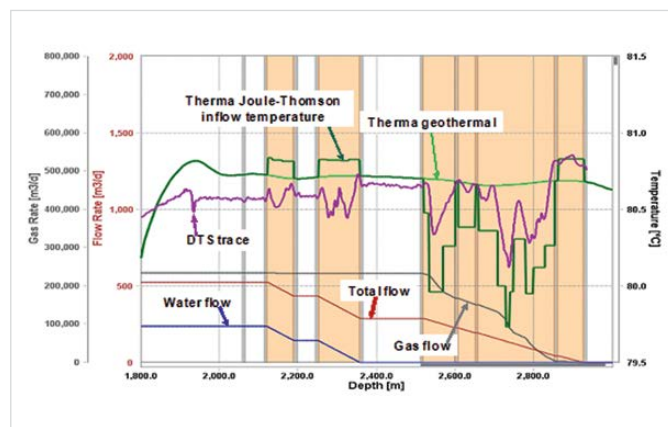


Рис. 9 — Моделирование предполагаемого притока воды из начальной («пяточной») части скважины  
Fig. 9 — Therma model Joule-Thomson inflow temperatures DTS data with water production from the heel of well

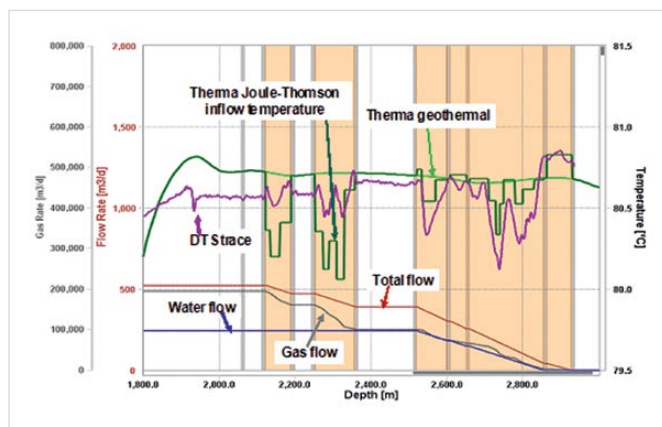


Рис. 10 — Моделирование предполагаемого притока воды из удаленной («носочной») части скважины  
Fig. 10 — Therma model Joule-Thomson inflow temperatures DTS data with water production from the toe of well

рис. 9 с вероятным притоком воды только их двух интервалов в «пяточной» области ствола скважины.

Таким образом, поскольку ни один из двух вышеприведенных сценариев не соответствует фактическим данным, можно сделать вывод о том, что приток воды равномерно распределен по всей длине продуктивного интервала (горизонтального ствола скважины).

#### Итоги

Система распределенного измерения температуры была применена на месторождении им. Ю. Корчагина в горизонтальной добывающей скважине с установкой оптоволоконного кабеля в качестве элемента комплекса оборудования заканчивания скважины в продуктивной части пласта. Выполнен термальный анализ за период наблюдений и температурные модели притока многофазного флюида.

#### Выводы

Оптоволоконный кабель, расположенный в продуктивной части нефтяной оторочки, является эффективным методом получения информации о распределении притока флюида по длине ствола, понимания динамики работы скважины. Анализ и моделирование притока флюида на основе данных распределенной термометрии позволяют прогнозировать и локализовать интервалы поступления свободного газа и подошвенной воды. Такой прогноз является незаменимым инструментом при принятии инженерных и управленческих решений в вопросах оптимизации работы скважины и управления добычей углеводородов.

#### Список литературы

1. Санбал Дж., Лауритцен Е., Хемблинг Д. Е., Маджпоур А. Рассмотрение опыта успешного применения устройств контроля притока штурцного типа для улучшения процесса

очистки горизонтальной скважины и эффективности вытеснения в условиях песчаных и карбонатных пластов. SPE 120795, 2008.

2. Леюнг Е., Нухаев М., Готтумуккала В., Самосир Х. и др. Размещение горизонтальных скважин и оптимизация заканчивания в условиях карбонатных коллекторов. SPE 140048, 2010.
3. Семенов А., Малышев В., Нухаев М. Системный подход при заканчивании горизонтальных скважин на Ванкорском месторождении. SPE 129105, 2010.
4. Стеффенсен Р., Смит Р. Значение эффекта нагрева/охлаждения по Джоулю-Томсону при интерпретации данных термометрии. SPE 4636, 1973.
5. Чертенков М., Делия С., Семикин Д., Браун Д., и др. Определение интервалов прорыва газа и мониторинг добычи с применением систем заканчивания с устройствами регулирования притока. SPE-159581-MS, 2012.

## Analysis and simulation of horizontal well inflow, based on distributed temperature survey

UDC 622.276

#### Authors:

**Dmitry A. Semikin** — geological operations department head<sup>1</sup>; [dsemik@yandex.ru](mailto:dsemik@yandex.ru)

**Marat T. Nukhaev** — Ph.D., associate professor<sup>2</sup>; [mnukhaev@hotmail.com](mailto:mnukhaev@hotmail.com)

**Andrey V. Zhakovschikov** — lead engineer<sup>3</sup>; [azhakovschikov@gmail.com](mailto:azhakovschikov@gmail.com)

<sup>1</sup>Shatskmoreftegaz, LLC branch, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russian Federation

<sup>3</sup>LUKOIL-Nizhnevolshskneft, LLC, Astrakhan, Russian Federation

#### Abstract

The approach for fluid inflow optimization, based on the results of the distributed temperature survey (DTS) and the simulation of supposed inflow under different conditions of the extended horizontal wells in oil rim, is described in the article.

#### Materials and methods

The project, based on the field experience, includes the description of problems while developing contact reservoirs; realization of technological and process solutions when tooling up the productivity sector of well bore.

Well inflow temperature models for different

production well zones are also described in the article.

#### Results

DTS was applied in a horizontal producing well of the Yu. Korchagin oil field by means of installation of a fiber optic cable as an element of the equipment complex of well completion into the effective pay. The thermal analysis over the observation period was made and temperature models of multiphase fluid inflow were constructed.

#### Conclusions

The fiber optic cable, run through the pay zone in the oil rim, allows to get the

information about the fluid distribution along the well depth and gives understanding of well dynamics.

The analysis and modeling of fluid flow, based on DTS data, gives the opportunity to make a forecast and to identify intervals of the free gas and the bottom water. The forecast is considered to be the essential tool for engineering and management solutions for the purpose of optimizing the performance of the well and the hydrocarbon production management.

#### Keywords

fiber optic cable, the system of DTS, thermal profiles, well inflow temperature model

#### References

1. Sanbal Dzh., Lauritssen E., Khembling D.E., Madzhpour A. *Rassmotrenie opyta uspehnogo primeneniya ustroystv kontrolya pritoka shtutsernogo tipa dlya uluchsheniya protsessa ochistki gorizontol'noy skvazhin i effektivnosti vytesneniya v usloviyakh peschanykh i karbonatnykh plastov* [Case histories of improved horizontal well cleanup and sweep efficiency with nozzle based inflow control devices (ICD) in sandstone and carbonate reservoirs]. SPE 120795, 2008.
2. Leyung E., Nukhaev M., Gottumukkala V.,

Samosir Kh. and oth. *Razmeshchenie gorizontol'nykh skvazhin i optimizatsiya zakanchivaniya v usloviyakh karbonatnykh kollektorov* [Horizontal well placement and completion optimization in carbonate reservoirs]. SPE 140048, 2010.

3. Semenov A., Malyshev V., Nukhaev M. *Sistemnyy podkhod pri zakanchivani gorizontol'nykh skvazhin na Vankorskom mestorozhdenii* [System approach to horizontal well completion in the Vankor field]. SPE 129105, 2010.
4. Steffensen R., Smit R. *Znachenie*

*effekta nagrevaniya/okhlazhdeniya po Dzhoul'yu-Tomsonu pri interpretatsii dannykh termometrii* [The importance of Joule-Thomson heating (or cooling) in temperature log interpretation]. SPE 4636, 1973.

5. Chertentkov M., Deliya S., Semikin D., Braun D. and oth. *Opreделение intervalov proryva gaza i monitoring dobychi s primeneniem sistem zakanchivaniya s ustroystvami regulirovaniya pritoka* [Gas breakthrough detection and production monitoring from icd screen completion on Lukoil]. SPE-159581-MS, 2012.