

Усовершенствование технологии количественной оценки притока в горизонтальных стволах по аномалиям калориметрического смешивания

М.И. Кременецкий^{1,2*}, Е.В. Бакинова³, Н.Н. Никонорова², В.В. Соловьева²

¹Научно-технический Центр «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

³Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Работа посвящена проблеме повышения результативности термических исследований при количественной оценке профиля притока в добывающих скважинах, дренирующих неоднородные коллекторы с низкой проницаемостью. Подобные объекты характеризуются крайне неравномерным распределением притока по длине ствола. Для определения доли совместно работающих интервалов в суммарном дебите широко используется экспрессная количественная интерпретация термограмм на основе эффекта калориметрического смешивания.

Низкая точность интерпретации, как правило, связана с отсутствием достоверной информации о температуре притекающего в ствол флюида. Предложена оценка этого параметра на основе схожести поведения теплового поля во времени в пристволенной зоне работающего пласта в периоды стабильного притока и последующей остановки скважины. Такая закономерность подтверждена результатами моделирования теплового поля системы «скважина – пласт» с учетом изменения в широком диапазоне фильтрационных и тепловых свойств коллектора, геометрии вскрываемых пласт трещин гидроразрыва, состава притока, а также параметров режима работы скважины.

Рекомендованная технология термических исследований предполагает регистрацию разновременных термограмм в начале запуска скважины на технологической депрессии и в период последующей остановки. Их совместный анализ на основе закономерностей поведения теплового поля во времени, выявленных при моделировании, позволяет с высокой достоверностью определить динамику температуры газожидкостной смеси, поступающей из работающих пластов при притоке, что обеспечивает необходимую точность количественной оценки профиля притока по аномалиям смешивания.

Предлагаемые подходы к интерпретации термограмм применимы при анализе результатов нестационарных термических исследований как в вертикальном стволе, так и в горизонтальных скважинах при вскрытии неоднородного пласта перфорацией или многостадийным гидроразрывом.

Ключевые слова: контроль разработки месторождений нефти и газа геофизическими методами, промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин, горизонтальные скважины, термометрия скважин, эффект калориметрического смешивания, профиль притока

Для цитирования: Кременецкий М.И., Бакинова Е.В., Никонорова Н.Н., Соловьева В.В. (2024). Усовершенствование технологии количественной оценки притока в горизонтальных стволах по аномалиям калориметрического смешивания. *Георесурсы*, 26(2), с. 99–113. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.9>

Введение

В настоящее время все больше месторождений имеет сложную структуру коллектора и аномальные фильтрационные параметры. С интенсивным вводом в разработку подобных объектов возрастает актуальность промыслово-геофизических исследований с целью мониторинга динамики профиля притока (Блажевич, Уметбаев 1985; Валиуллин и др., 2022b; Коноплев, 1986; Кременецкий, Ипатов, 2020; Кудинов, 2004). Одной из основных проблем современной системы мониторинга является низкая информативность механической и термокондуктивной расходомерии при оценке доли в притоке совместно вскрытых толщин коллекторов.

В этих условиях альтернативой расходомерии при оценке слабых и нестабильных притоков может стать термометрия. Но на пути реализации высоких потенциальных возможностей этого метода возникают принципиальные методические сложности. Они чаще всего связаны не с малой точностью регистрируемых в скважине аномалий температуры, а с рисками их неоднозначного толкования и низкой достоверностью необходимой для расчетов геолого-промысловой информации.

Минимизировать данные риски позволяют нестационарные технологии термических исследований в совокупности с контрастным термическим воздействием на работающие интервалы коллектора. Остановимся на одном из наиболее перспективных способов практического использования нестационарной термометрии: количественной оценке доли пластов в притоке на основе широко известного эффекта калориметрического смешивания.

Целью настоящего исследования является повышение результативности термометрии нефтяных и газовых

* Ответственный автор: Михаил Израилевич Кременецкий
e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

скважин при диагностике и оценке притоков из сложных коллекторов по нестационарным аномалиям калориметрического смешивания. В рамках проведения исследования решались следующие задачи: анализ результативности и оценка границ применимости существующих подходов к интерпретации термограмм, обоснование на численной модели путей совершенствования технологии проведения термических исследований и анализа результатов измерений, апробация полученных результатов на материалах термических исследований действующих скважин.

Материалы и методы

Классический подход к оценке доли пласта в притоке на основе эффекта калориметрического смешивания

Одно из первых классических описаний эффекта калориметрического смешивания дано в работе (Чекалюк, 1967). Там же представлена предложенная на его основе методика экспрессной оценки доли пластов в притоке. Эта методика предполагает, что в стволе скважины в интервале отдающего пласта, толщиной которого пренебрегают, происходит мгновенное смешивание двух потоков флюида (рис. 1). Первый движется по стволу по направлению к подошве пласта и характеризуется объемной теплоемкостью $C_{\text{под}}$, расходом $Q_{\text{под}}$ и температурой $T_{\text{под}}$. Второй поступает из пласта и описывается объемной теплоемкостью $C_{\text{пл}}$, расходом $Q_{\text{пл}}$ и температурой $T_{\text{пл}}$. Для смеси флюидов в кровле интервала притока характеристики аналогичны: $C_{\text{кров}}$, $Q_{\text{кров}}$, $T_{\text{кров}}$. Температура поступающего из пласта флюида $T_{\text{пл}}$ может быть равна фоновой (геотермической) $T_{\text{г}}$ или отличаться от нее на величину $\Delta T_{\text{пл}}$ вследствие баротермических процессов, сопровождающих движение флюида по простиранью коллектора.

Отмеченный эффект при притоке в ствол многокомпонентной смеси произвольного состава с пренебрежением изменением температуры по толщине пласта описывается приближенным соотношением

$$C_{\text{под}} Q_{\text{под}} T_{\text{под}} + C_{\text{пл}} Q_{\text{пл}} T_{\text{пл}} = C_{\text{кров}} Q_{\text{кров}} T_{\text{кров}}, \quad (1)$$

откуда следует

$$\frac{C_{\text{пл}} Q_{\text{пл}}}{C_{\text{кров}} Q_{\text{кров}}} = \frac{T_{\text{под}} - T_{\text{пл}}}{T_{\text{под}} - T_{\text{кров}}}. \quad (2)$$

Таким образом, по термограмме в скважине при совместном вскрытии нескольких пластов для каждого из них можно определить относительное значение инвариантного параметра, представляющего собой произведение теплоемкости поступающей из пласта смеси на суммарный объемный расход. При экспрессных оценках различиями в объемных теплоемкостях смешивающихся флюидов пренебрегают.

Расчеты с помощью соотношения (2) начинают с оценки дебита (доли в притоке) верхнего из совместно эксплуатируемых пластов. Для него величина $Q_{\text{кров}}$ соответствует суммарному дебиту скважины, а при относительных оценках равна единице. Затем находят суммарный дебит всех нижележащих пластов $Q'_{\text{кров}} = Q_{\text{кров}} - Q_{\text{пл}}$ или их долю в притоке $Q'_{\text{кров}} / Q_{\text{кров}} = 1 - Q_{\text{пл}} / Q_{\text{кров}}$.

Аналогичным образом последовательно сверху вниз определяются индивидуальные дебиты каждого из нижележащих пластов.

Особенности проявления эффекта калориметрического смешивания в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах, его информативные возможности при оценке доли локальных притоков в продукции (при неравномерной по толщине работе пласта, в неоднородных коллекторах, при совместном вскрытии пластов, в интервалах негерметичности подземного оборудования и пр.) подробно описаны в работах (Абдурахманов, Аллаяров, 2022; Ахметова и др., 1976; Валиуллин и др., 2015; Валиуллин и др., 2022а; Канафин, Шарафутдинов, 2020; Пудовкин и др., 1977 и др.).

Модель как инструмент повышения возможностей и оценки результативности интерпретации термограмм

К настоящему времени термомоделирование активно используется в практике интерпретации результатов термометрии скважин (Ахнук, Лейтон, 2000; Валиуллин и др., 2022b; Канафин, Шарафутдинов, 2020; Кременецкий, Ипатов, 2020 и др.).

Описанный выше подход к интерпретации является приближенным и рассматривает наиболее значимые особенности поведения скважины и пласта при притоке. Но это, скорее всего, его преимущество, чем недостаток. В данном парадоксе заключается особенность термометрии, как, впрочем, любого геофизического метода при сложных условиях проведения исследований. Более детальное описание изучаемых объектов за счет неопределенностей в исходной информации нередко снижает точность интерпретации. Исследователю при рассмотрении конкретных объектов приходится делать компромисс между сложностью их теоретического описания и корректностью используемых при анализе априорных данных. В его поиске состоит, по мнению авторов работ (Буянов и др., 2022; Ипатов, Кременецкий, 2004; Кременецкий, Ипатов, 2020), основная задача моделирования поведения скважины и пласта при интерпретации результатов геофизических исследований.

Моделирование помогает обосновать корректность подхода к интерпретации в условиях неопределенности исходных данных. Однако этим его роль не ограничивается. Численные эксперименты на модели должны помочь выбору технологии проведения измерений, позволяющей снизить эти неопределенности и оценить точность количественных оценок.

Модель, используемая нами для анализа информативности термометрии в рамках настоящей работы,

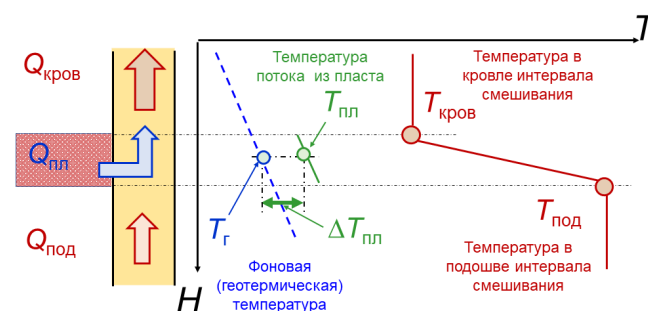


Рис. 1. Эффект калориметрического смешивания в стволе скважины. Условные обозначения и пояснения см. в тексте

предполагает раздельное изучение температуры в скважине и пласте.

Сначала анализируется характер изменения температуры по простиранию пласта во времени с пренебрежением тепловым воздействием потока в стволе скважины. Затем рассматривается влияние этого изменения на поведение температуры в интервале калориметрического смешивания. При этом считается, что величина интервала пренебрежимо мала, процесс смешивания происходит мгновенно, а температура смеси определяется уравнением (2).

При изучении поведения во времени температуры притекающего в ствол флюида в вертикальном стволе нами принята модель «скважина – пласт» (рис. 2).

- Работающий пласт-коллектор представляет собой неограниченный по простиранию, однородный по фильтрационным и тепловым свойствам слой толщины h пористости K_p , проницаемости k , теплопроводности λ_{tr} , объемной теплоемкости C_T во вмещающем непроницаемом массиве горных пород.

- Скважина – вертикальный цилиндрический канал с круговым осевым сечением радиуса r_c .

- Возможен учет дополнительных фильтрационных сопротивлений в прискважинной зоне пласта с радиальной или линейной симметрией.

- Границы пласта – плоские нетеплопроводные горизонтальные поверхности, толщина пласта по вертикали h .

- Пласт полностью вскрыт трещиной гидравлического разрыва пласта (ГРП), представляющей собой вертикальную цилиндрическую полость аномально высокой проводимости с прямоугольным осевым сечением полудлины L_{tr} , ширины Δ_{tr} , примыкающую к стенке скважины и расположенную симметрично около ее оси.

- Тепломассообмен рассматривается в декартовой системе координат $\{x, y, H\}$. Ось глубин H совпадает с осью скважины и направлена вверх, ее нулевое значение соответствует подошве перфорированного пласта. Горизонтальные оси x и y направлены соответственно вдоль и вкрест простирания трещины.

- В начальный момент времени $t = 0$ распределение температуры в среде соответствует фоновому T_ϕ , которое, в частности, может совпадать с геотермическим $T_\phi = T_g$.

- В момент $t = 0$ в скважину начинается приток флюида (жидкости, газа или их смеси), объемный расход флюида меняется циклически, в периоды остановки скважины его величина принимает нулевые значения. В частном случае, при двух циклах пласт в течение промежутка времени $t_{раб}$ работает с постоянным расходом. В течение

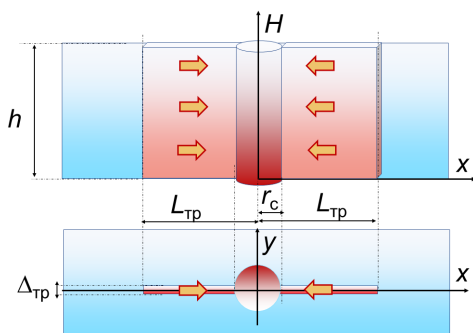


Рис. 2. Модель притока из пласта, вскрытого вертикальным стволом с трещиной ГРП. Пояснения см. в тексте

последующего периода $t_{ост}$ приток из пласта прекращается, его воздействие релаксирует и в среде происходит восстановление первоначального температурного режима.

- Изменение температуры по высоте пласта не учитывается. На динамику распределения температуры по простиранию пласта (в том числе в полости трещины) влияют конвективный и кондуктивный переносы теплоты, а также дроссельный и адиабатический эффекты.

Модель для горизонтальной скважины с многостадийным ГРП аналогична представленной и описывает поведение температуры в каждой из поперечных трещин, ориентированных перпендикулярно к стволу, с пренебрежением их взаимовлиянием.

Для численных расчетов на основе описанных моделей мы использовали программный комплекс Т-Навигатор, разработанный компанией «Рок Флоу Динамикс» (Москва). В 2017 г. данный комплекс был включен в реестр отечественного программного обеспечения Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации.

Секторная модель «скважина – пласт с трещиной ГРП» реализована на неравномерной конечно-разностной сетке с локальным измельчением ячеек в полости трещины и околоскважинной области.

Количественная оценка доли пласта в притоке при слабой интенсивности баротермических процессов в пласте, сопутствующих его работе

Использование для расчетов соотношения (2) не вызывает принципиальных затруднений, если в качестве величины $T_{пл}$ выступает первоначальная (до притока) температура коллектора в не работавшей ранее или длительно простаивающей скважине. Значение этой температуры может быть близким к геотермической T_g , но чаще соответствует некоторой стабильной фоновой температуре T_ϕ , сформировавшейся в предшествующие циклы эксплуатации скважины. Это возможно, если изменение температуры пласта в силу сопровождающих приток баротермических эффектов (дроссельного и адиабатического) незначительно.

На рис. 3 приведена схема изменения температуры по стволу скважины для случая, когда фоновая температура равна геотермической.

На рис. 4. представлены результаты промыслово-геофизических исследований в фонтанирующей газом скважине. Пласты характеризуются аномально высокой проницаемостью и эксплуатируются при низкой депрессии (в пределах единиц бар). Притоки газа диагностируются по результатам измерений расходомером и термометром. Благодаря однофазному заполнению ствола (газом) и значительному дебиту качество расходомерии очень высоко. Результаты количественной обработки расходограммы приведены в окне V планшета.

На поведение температуры в скважине практически не влияет эффект дросселирования. Из-за низкой депрессии газ поступает в ствол с температурой, близкой к естественной, которую можно оценить по геотермограмме, что облегчает количественную оценку доли пластов в притоке по аномалиям калориметрического смешивания. Результаты такой оценки: $Q_1 / Q_\Sigma = 0,41$, $Q_2 / Q_\Sigma = 0,24$, $Q_3 / Q_\Sigma = 0,35$.

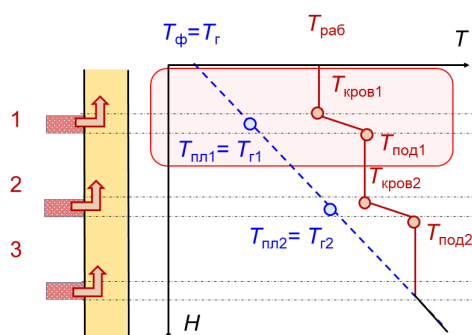


Рис. 3. Схематический профиль изменения температуры по стволу скважины в условиях совместного вскрытия нескольких продуктивных пластов при преобладающем влиянии калориметрического смешивания и температуре притекающего из пластов флюида $T_{пл}$, равной фоновой (геотермической): $T_{пл} = T_{ф} = T_{г}$. Обозначения: $T_{раб}$ – температура в действующей скважине, $T_{крое}$, $T_{под}$ – температуры в кровле и подошве пласта соответственно, 1–3 – интервалы притока

Альтернативная оценка по механической расходомерии: $Q_1/Q_{\Sigma} = 0,47$, $Q_2/Q_{\Sigma} = 0,16$, $Q_3/Q_{\Sigma} = 0,37$.

Количественная оценка доли пластов в притоке при их значительном удалении друг от друга

Достоверность расчетов повышается в случае увеличения расстояния между интервалами притока. Чем оно значительнее, тем контрастнее различия значений $T_{пл}$ из-за изменения по глубине величины $T_{ф}$.

Такой подход схематично представлен на рис. 5. Для его успешной реализации необходимо не только достаточное удаление работающих пластов друг от друга, но и высокий дебит нижнего из них. В противном случае из-за обмена теплотой с вмещающим массивом горных пород отличие температуры в стволе от геотермической резко снижается, соответственно, падает точность количественной оценки дебита по эффекту калориметрического смешивания.

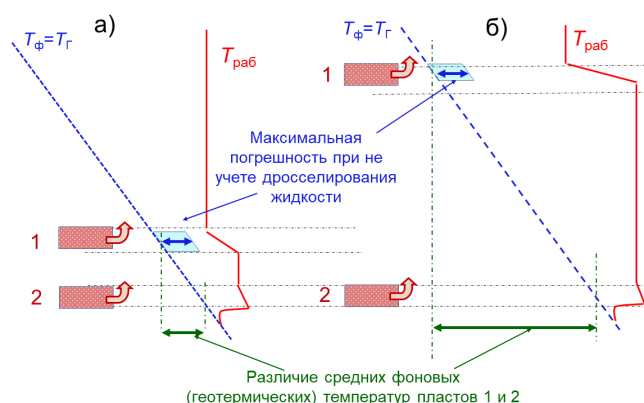


Рис. 5. Влияние расстояния между совместно вскрытыми пластами на погрешность оценки профиля притока по аномалии смешивания: а) пласты расположены недалеко друг от друга, отсутствие информации об интенсивности дросселирования значительно снижает точность оценки доли верхнего пласта в притоке; б) при увеличении расстояния между пластами погрешность расчетов существенно снижается. Обозначения: $T_{раб}$ – температура в действующей скважине, $T_{ф} = T_{г}$ – фоновая термограмма (геотермограмма); 1, 2 – интервалы притока

Количественная интерпретация термограмм при контрастном температурном воздействии на исследуемые пласты в период, предшествующий эксплуатации скважины

В реальных пластовых условиях температура поступающего в ствол флюида чаще всего существенно отличается от фоновой вследствие сопровождающих приток баротермических процессов (в первую очередь дроссельного и адиабатического), осложненных как конвективным, так и кондуктивным переносом теплоты.

Классический подход к количественной оценке профиля притока по аномалиям смешивания с учетом перечисленных эффектов предполагает, что связанное с ними отличие температуры притекающего из пластов флюида

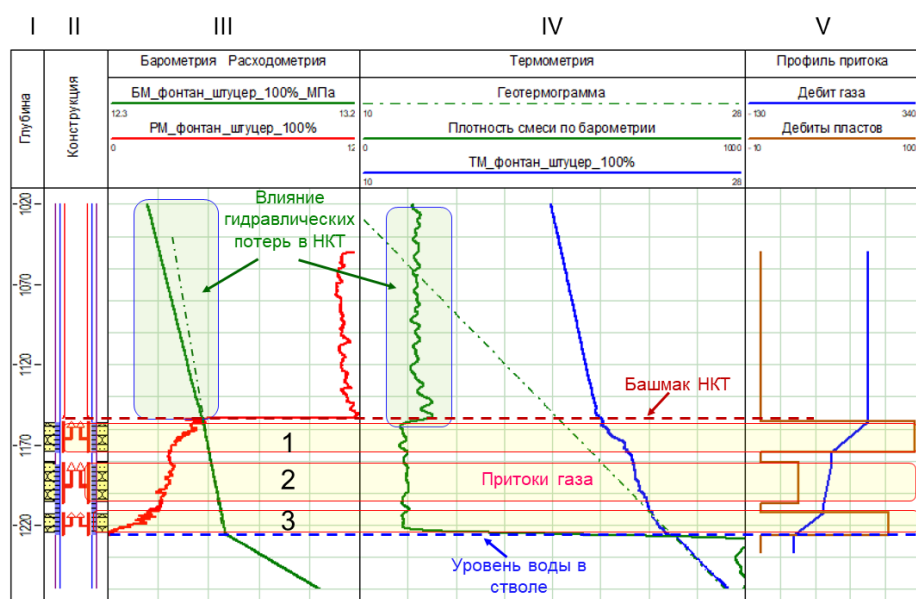


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований в фонтанирующей газовой скважине. Обозначения: I – колонка глубин, II – конструкция скважины, III – барограмма (БМ) и расходограмма (РМ) в фонтанирующей скважине, IV – результаты термометрии (ТМ) и профиль распределения по глубине плотности газа, рассчитанный по барограмме, V – профиль притока по расходомерии; 1–3 – интервалы притока

от фоновой одинаково для всех совместно работающих пластов $\Delta T_{пл} = T_{пл} - T_{\phi} = \text{const}$, рис. 6а (Чекалюк, 1965). Это позволяет по данным измерений в подошве самого нижнего пласта судить о температуре флюида, притекающего из всех вышележащих коллекторов.

Однако такая ситуация далека от реальной. Совместно вскрытые пласты, даже работающие с близкими депрессиями и идентичные по составу притока, могут существенно отличаться температурой поступающего в ствол флюида, что связано с зависимостью температурных аномалий, возникающих в пласте благодаря дроссельному и адиабатическому эффектам, от интенсивности притока. Влияют также различия коллекторов и вмещающих пород по толщине, тепловым свойствам и другие факторы (рис. 6б).

В подобной ситуации актуальным становится независимое определение температуры поступающего из пластов флюида. Проблема состоит в том, что непосредственное измерение этого параметра в работающей скважине затруднено из-за экранирующего влияния потока газожидкостной смеси, движущейся по стволу. Но можно искусственно создать в скважине условия, при которых изменяемая в стволе температура будет близкой к температуре работающего пласта. Это, в частности, возможно при формировании в стволе скважины в предшествующий период контрастных температурных аномалий, величина которых существенно больше, чем изменение температуры в силу работы пласта в процессе термических исследований.

Рассмотрим один из наиболее практически значимых случаев, когда контрастное фоновое температурное поле создается благодаря предшествующему исследованиям тепловому воздействию на пласт (например, при интенсивной закачке охлажденной рабочей жидкости в процессе гидроразрыва).

Рис. 7 иллюстрирует характерные термобарические условия при гидроразрыве. Интенсивная закачка рабочей жидкости и пропанта в пласт при высокой репрессии, сопутствующая созданию трещины, формирует в коллекторе в интервале трещины зону аномального охлаждения. Некоторое время после начала отбора из пласта охлаждение сохраняется, что существенно влияет на профиль

температуры в стволе действующей скважины. Характер влияния показан на рис. 8а.

Аналогичным будет профиль температуры в добывающей скважине с горизонтальным стволом при множественном ГРП. Специфика его формирования обусловлена низким контрастом изменения по стволу геотермического температурного поля и малой величиной аномалий дросселирования (из-за небольшой депрессии на пласт). Но эти факторы только усиливают контраст аномалий калориметрического смешивания и влияние на их величину охлаждения пластов (рис. 8б).

Один из примеров реализации подобного подхода представлен на рис. 9, иллюстрирующем термические исследования в стволе горизонтальной скважины с многостадийным ГРП. В этом случае дана оценка доли каждого порта в притоке. Здесь совокупность работающих совместно портов выступает в качестве аналога вскрытой одним стволом многопластовой системы.

Контрастные температурные аномалии в пределах портов ГРП связаны с закачкой в трещины в процессе гидроразрыва больших объемов аномально охлажденной рабочей жидкости и пропанта. В данной ситуации измерение фоновой температуры целесообразно проводить в простаивающей после ГРП скважине непосредственно перед ее освоением и регистрацией термограмм при притоке.

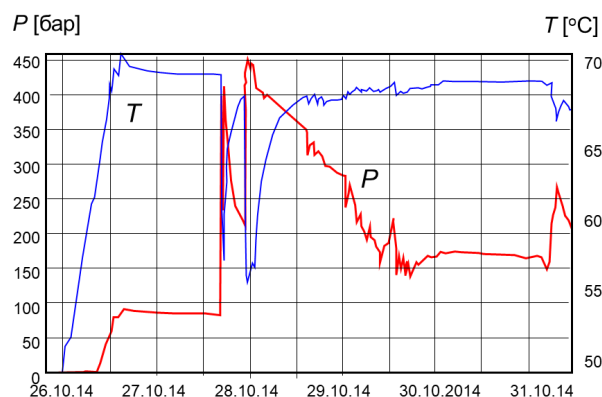


Рис. 7. Динамика поведения температуры T и давления P в скважине при гидроразрыве пласта

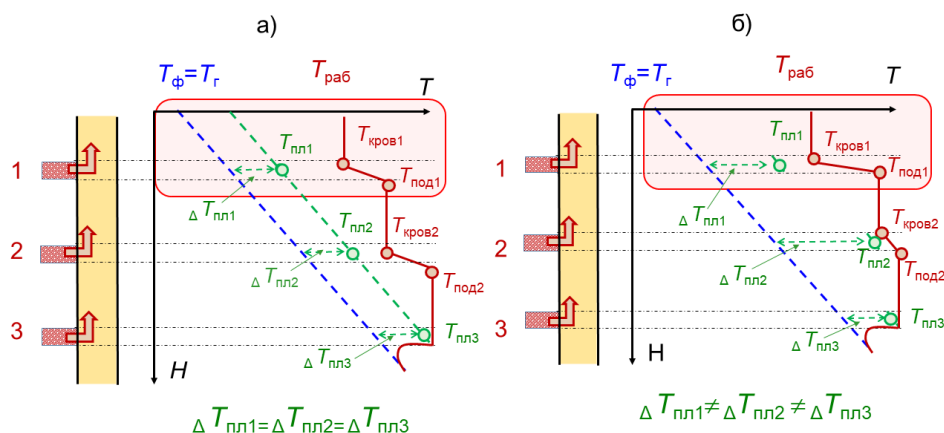


Рис. 6. Схематический профиль изменения температуры по стволу скважины в условиях совместного вскрытия нескольких продуктивных пластов при преобладающем влиянии калориметрического смешивания: а) отличие температуры притекающего флюида $T_{пл}$ от фоновой (геотермической) T_z одинаково для всех пластов: $\Delta T_{пл i} = T_{пл i} - T_{z i} = \text{const}$ ($i = 1, 2, 3$ – номер пласта), б) отличия пластовой температуры от геотермической для всех пластов не сходны между собой. Обозначения: $T_{раб}$ – температура в действующей скважине, 1–3 – интервалы притока

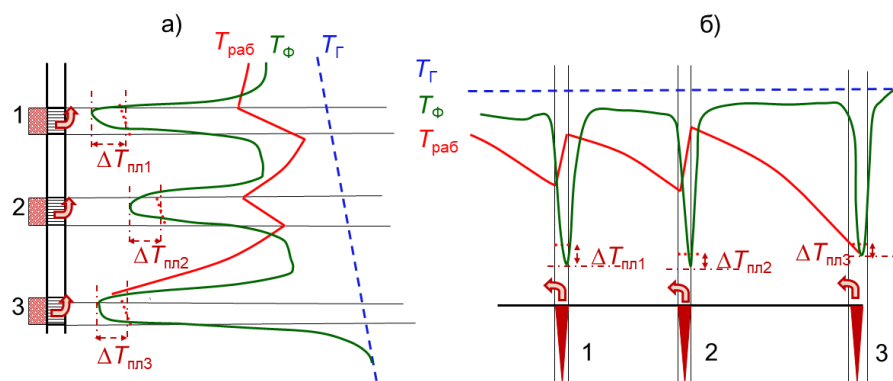


Рис. 8. Формирование аномалий калориметрического смешивания при сильном охлаждении пластов в предшествующий период работы скважины с вертикальным (а) и горизонтальным (б) стволами. Обозначения: T_g – геотермограмма, T_ϕ – фоновое распределение температуры (результат предшествующего охлаждения пластов при ГРП), $T_{раб}$ – термограмма при запуске скважины на отбор, $\Delta T_{пл i}$ ($i = 1, 2, 3$ – номер пласта) – изменение температуры поступающего из пластов флюида вследствие эффекта дросселирования; 1–3 – работающие интервалы

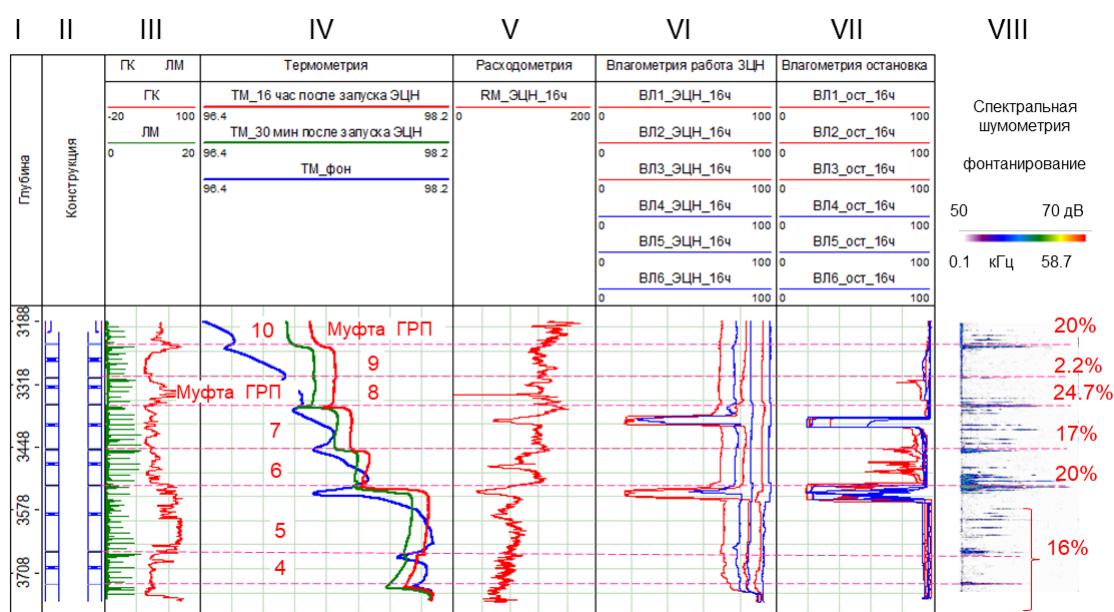


Рис. 9. Результаты промыслово-геофизических исследований в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП. Обозначения: I – колонка глубин, II – конструкция скважины, III – диаграммы локатора муфт и гамма-каротажа, IV–VIII – результаты термометрии, механической расходметрии, влагометрии и спектральной шумометрии в работающей и остановленной скважинах

Таким образом, реализуется классическая технология термических исследований «фон – воздействие – измерение». Тепловое воздействие на пласт перед проведением промыслово-геофизических исследований может быть следствием не только гидроразрыва, но и другой технологической операции, сопровождаемой значимым изменением температуры коллектора (перфорации при репрессии, освоения компрессором или струйным агрегатом, закачки рабочего агента и пр.).

Широкому использованию подобного подхода препятствует существенная нестационарность фонового температурного поля, вызванная кратковременностью и быстрой релаксацией теплового воздействия на пласт.

При мониторинге контрастных аномалий температуры в процессе ГРП возможны погрешности, обусловленные высокой скоростью регистрации термограмм. Связанные этим риски требуют дополнительного анализа. Одним из возможных способов решения этой проблемы является использование технологий долговременного мониторинга

температуры стационарными датчиками, распределенными по длине ствола.

Количественная интерпретация термограмм при контрастном температурном воздействии на исследуемые пласты в процессе эксплуатации скважины

Описанная выше технология применима только в случаях, когда период проведения исследований приурочен к интенсивному внешнему воздействию на пласт, существенно нарушающему штатный режим его эксплуатации. Преодолеть это ограничение можно созданием контрастного изменения температуры в пласте путем циклической работы скважины при существенной разнице депрессий между циклами. Причем в первом цикле скважина должна работать максимально интенсивно, а в следующем депрессия должна быть существенно снижена.

Возможность реализации такой технологии иллюстрируют результаты моделирования циклической работы

газоносного пласта (рис. 10). В первом цикле продолжительностью 10 сут скважина работала с удельным дебитом газа 10000 н.м³/сут на 1 м пласта. Затем скважина была остановлена на 10 ч и запущена на работу с уменьшенным отбором. Для последнего цикла были выполнены два варианта расчетов, отличающиеся дебитом (3000 и 1000 н.м³/сут на 1 м).

Результаты расчетов подтверждают близость значений температуры притекающего из пласта газа перед остановкой скважины к температуре в стволе, измеренной непосредственно после остановки. А значит, по результатам измерений в остановленной скважине можно приближенно определить температуру потока газа из пласта при последующем запуске скважины на режим уменьшенного отбора. Это позволяет оценить долю пласта в притоке по аномалии калориметрического смешивания на термограмме, зарегистрированной в скважине при этом режиме.

Совместная количественная интерпретация термограмм в действующей и временно простаивающей скважине

Рассмотрим случай, когда на основе эффекта калориметрического смешивания интерпретируется термограмма, полученная непосредственно перед остановкой скважины, а для определения значения температуры поступающего из пласта флюида, термограмма сразу после

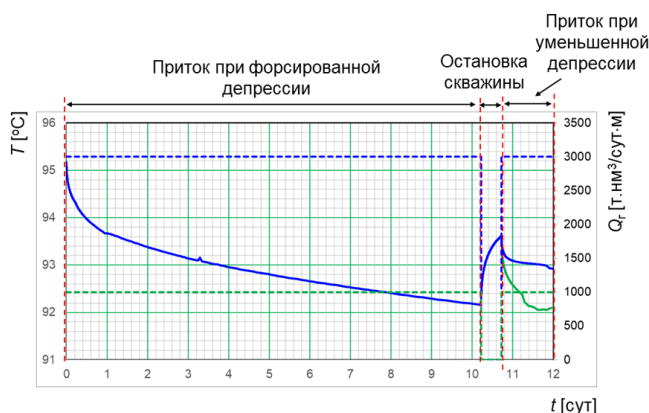


Рис. 10. Изменение температуры притекающего из пласта газа при циклической работе скважины. Кривым отвечают разные дебиты газа на режиме уменьшенного отбора, которому предшествовал интенсивный приток

остановки (Кременецкий, Ипатов, 2020; Непримеров и др., 1968).

На рис. 11а схематично представлен профиль распределения температуры по радиусу в стволе действующей скважины и дренируемом пласте в момент ее остановки $\Delta t_{\text{ост}} = 0$. Профиль имеет сложную конфигурацию. Температуру в пласте формирует поток флюида в пределах контура питания. Ее значение на стенке скважины $T_{\text{пл}}$ соответствует температуре притекающего флюида на выходе из пласта. На глубине притока поток флюида, поступающего из пласта, смешивается с движущимся по стволу, поэтому температуры в стволе T_c и на стенке скважины $T_{\text{пл}}$ существенно отличаются друг от друга.

В силу высокого контраста созданного притоком теплового поля его релаксация после остановки скважины протекает неравномерно. Сначала температура в стволе быстро становится равной температуре прискважинной области коллектора, а затем происходит более медленное и длительное восстановление первоначальных температур скважины и продуктивного пласта в целом (рис. 11б). Поэтому в временно простаивающей скважине можно измерить температуру T_c^* , ее значение близко к температуре стенки $T_{\text{пл}}$ непосредственно перед остановкой: $T_c^* \approx T_{\text{пл}} (\Delta t_{\text{ост}} = 0)$. Это значение можно взять в качестве температуры притекающего флюида в уравнении калориметрического смешивания.

На первый взгляд, чем меньше продолжительность остановки, тем достовернее измерения. Но это не соответствует действительности, поскольку для того чтобы аномалия смешивания расформировалась и температура в скважине приближалась к температуре пласта на стенке, требуется время. Для его оценки представим экранирующее влияние ствола скважины как локальное изменение температуры на величину $\Delta T_c = T_{\text{пл}} (\Delta t_{\text{ост}} = 0) - T_c (\Delta t_{\text{ост}} = 0)$, в пределах ствола ($0 < r < r_c$). Воздействие на температуру в стволе, связанное с релаксацией такого импульса, можно оценить с помощью следующего соотношения:

$$\Delta T = \Delta T_c \exp(r_c^2 / 4a\Delta t_{\text{ост}}) \quad (3)$$

где a – температуропроводность околоскважинной среды.

Расчеты показывают, что этим влиянием можно пренебречь, если продолжительность остановки скважины составляет порядка первых десятков минут. Но для того чтобы температура, измеренная в стволе через этот промежуток времени, была близка к температуре выходящего

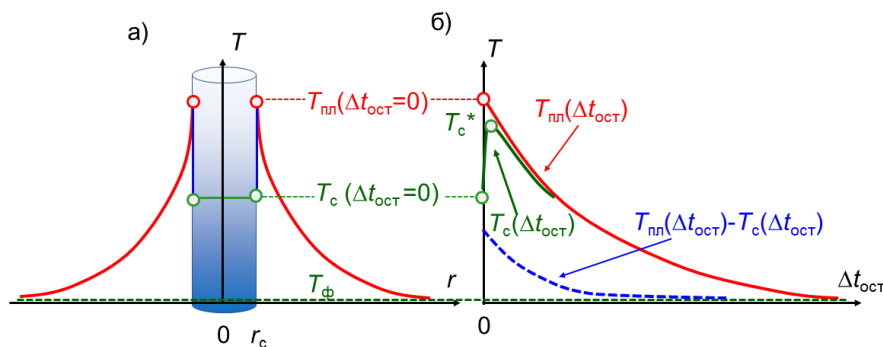


Рис. 11. Тепловое поле в скважине и пласте при притоке жидкости: а) изменение температуры на глубине пласта по радиусу r в действующей скважине в момент ее остановки $\Delta t_{\text{ост}} = 0$: T_c – в стволе, $T_{\text{пл}}$ – в пласте на стенке; б) изменение температуры в стволе скважины $T_c(\Delta t_{\text{ост}})$ и на ее стенке $T_{\text{пл}}(\Delta t_{\text{ост}})$ во времени $\Delta t_{\text{ост}}$, прошедшего после остановки скважины; Обозначения: $T_{\text{ф}}$ – фоновая температура на глубине пласта, r_c – радиус скважины

из пласта флюида, необходимо выполнить еще одно условие. Температура на стенке в этот период должна мало меняться во времени. Реализовать это требование в условиях реальной скважины сложно. После остановки скважины температура ее на стенке меняется со временем, приближаясь к фоновой (рис. 11б). Однако темп изменения можно снизить, для этого цикл эксплуатации, предшествующий остановке скважины, должен быть длительным и стабильным.

Пример реализации данного подхода при термических исследованиях фонтанирующей легкой нефтью горизонтальной скважины приведен на рис. 12.

Скважина эксплуатирует карбонатный коллектор с развитой макротрещиноватостью. Традиционный метод определения профиля притока с помощью механической расходомерии в данном случае неинформативен из-за низкого дебита и сложного состава притока и заполнения ствола.

Интервалы 1 и 2 притока из трещин 2440–2442 и 2120–2122 м выделяются контрастными аномалиями калориметрического смешивания. Снятые на глубине трещин отсчеты по термограмме, полученной спустя 0,5 ч после остановки скважины, соответствуют температуре поступающей в ствол газожидкостной смеси. Таким образом, имеется вся необходимая информация для оценки по эффекту смешивания доли пласта в притоке. Результаты оценки представлены в табл. 1.

Интересны особенности поведения во времени диаграмм методов определения состава в носочной части скважины. Они характеризуют динамику скопления воды при изменении давления на забое, связанную с работающей трещиной в этой части ствола. В силу низкого давления в пласте в этой зоне при депрессии вода из трещины (интервал 3 на рис. 12) притекает в ствол, а в остановленной скважине поглощается. Из-за низкой интенсивности дросселирования и малой доли в притоке данная трещина по термометрии не диагностируется.

На рис. 13 приведены результаты моделирования процесса формирования аномалий смешивания в условиях, подобных наблюдаемым в интервалах 1 и 2. Модель иллюстрирует поведение температуры на стенке пласта в остановленной скважине после циклов работы разной длительности.

Результаты моделирования (рис. 13) указывают на существенное замедление темпа восстановления первоначальной температуры в стволе с увеличением длительности работы скважины. Об этом свидетельствует значимое отличие разности температур Δ_1 и Δ_2 , соответствующих моментам остановки скважины и расформирования аномалий смешивания в циклах. Для корректного сопоставления этих отличий их надо отнести к максимальному изменению температуры в циклах Δ_{1max} и Δ_{2max} (рис. 13а). В рассматриваемом случае отличия составляют для длительности первого цикла 1 и 10 сут соответственно 0,72

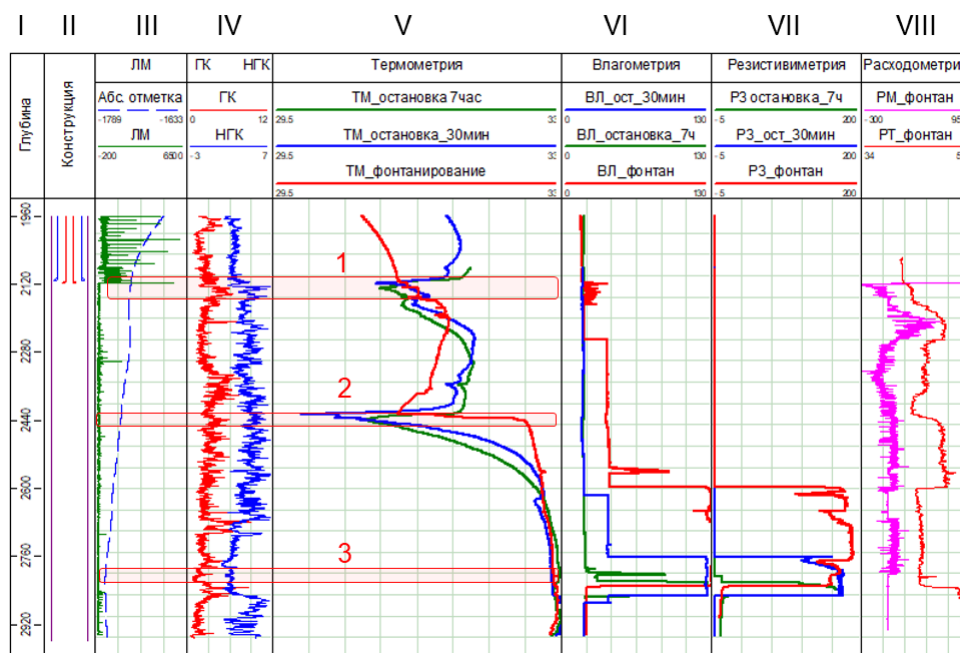


Рис. 12. Результаты промыслово-геофизических исследований в горизонтальной скважине. Обозначения: I – колонка глубин, II – конструкция скважины, III – локатор муфт с траекторией скважины, IV – результаты гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа, V – VIII – результаты термометрии, влагометрии, резистивиметрии и механической расходомерии, 1–3 – интервалы притока

Интервал притока		Температура притекающего флюида	Отсчеты по термограмме в действующей скважине в кровле и подошве интервала смешивания		Доля интервала в притоке, %
Кровля	Подошва	$T_{пл}$	$T_{кр}$	$T_{под}$	
2120,0	2122,0	30,72	31,05	31,13	65,4
2240,0	2442,0	30,21	31,2	32,55	34,5

Табл. 1. Результаты оценки доли пласта в притоке

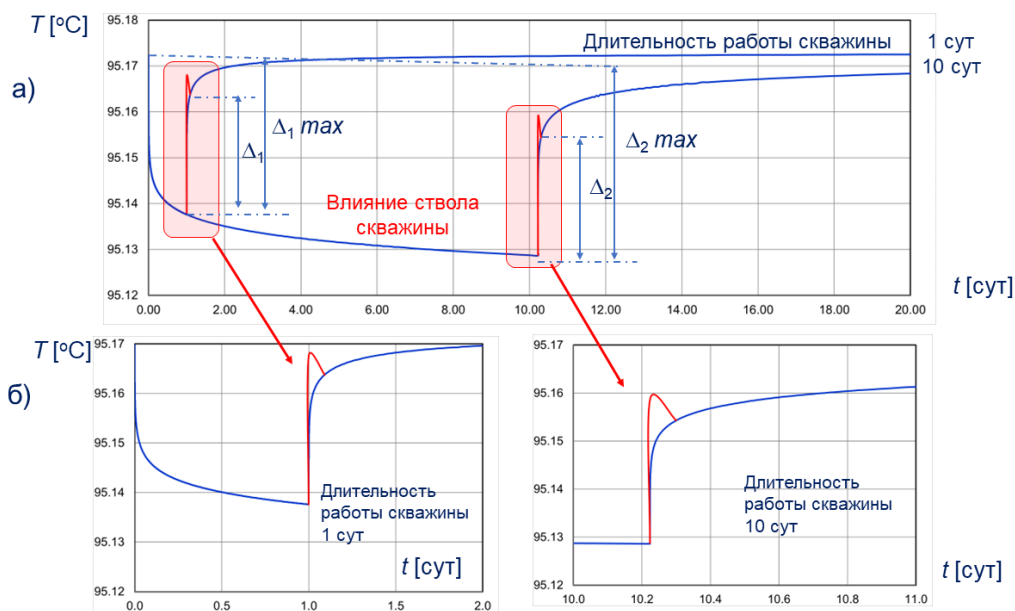


Рис. 13 Изменение температуры притекающего из пласта флюида: а) в циклах работы и последующей остановки скважины при продолжительности притока 1 и 10 сут, б) в начале циклов в детальном масштабе времени. Пояснения и условные обозначения см. в тексте

и 0,58, то есть с увеличением продолжительности работы скважины погрешность определения температуры притекающего из пласта флюида по термограмме в статике уменьшается. Но даже продолжительности работы в 10 сут недостаточно, чтобы изменения теплового поля в статике стали настолько медленными, чтобы после релаксации влияния смешивания в стволе можно было измерить температуру, близкую к температуре пласта при притоке.

Расчеты показывают, что это возможно только после долговременной эксплуатации, длительностью несколько месяцев и более. Таким образом, описанный подход к количественной интерпретации не является универсальным.

Совместная количественная интерпретация разновременных термограмм в действующей и простаивающей скважине

Предлагаемый нами способ интерпретации термограмм предусматривает сопоставление термограмм в циклах стабильной работы и последующей остановки скважины. Но алгоритм получения и использования информации здесь принципиально другой. В его основе лежит сходство в поведении температуры во времени при запуске скважины и прекращении притока из пласта, что позволяет по данным измерений в скважине в любой момент после ее остановки оценивать температуру притекающего в ствол флюида в произвольное время после запуска.

Схема интерпретации показана на рис. 14а, где сплошные линии с индексом $T_{пл}$ показывают изменение температуры на стенке скважины против циклически работающего пласта во времени t . Первоначальная (фоновая) температура в скважине и вмещающей среде считается постоянной $T_{\phi} = \text{const}$. В цикле притока $t < t_{\text{раб}}$ значение $T_{пл} = T_{пл \text{ раб}}$ соответствует температуре поступающего из пласта флюида, которая закономерно снижается во времени. В цикле последующей остановки $t > t_{\text{раб}}$ значение $T_{пл} = T_{пл \text{ ост}}$ растёт.

Измерить температуру в стволе скважины, близкую к $T_{пл}$, можно только в ограниченный период времени. При притоке этому препятствует экранирующее влияние движения газожидкостной смеси по стволу. Поведение температуры в стволе во времени на глубине подошвы и кровли пласта в течение этого периода описывают пунктирные кривые $T_{\text{под}}$ и $T_{\text{кров}}$ на рис. 14а. Экранирующее влияние ствола, затухающее во времени, сохраняется и после остановки скважины. Продолжительность периода существенного воздействия этой помехи оценивается соотношением (3).

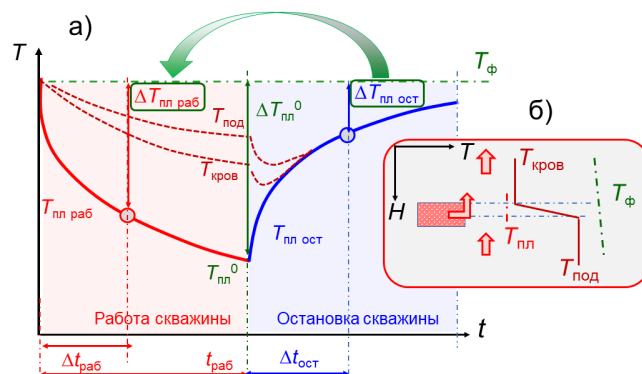


Рис. 14. а) поведение температуры T в скважине во времени t на глубине газоносного пласта в циклах притока и в статике; б) аномалия смешивания в действующей скважине на глубине пласта. Обозначения: $T_{пл \text{ раб}}$, $T_{пл \text{ ост}}$ – температуры флюида из пласта на стенке скважины при притоке $t < t_{\text{раб}}$ и после остановки $t > t_{\text{раб}}$; $\Delta T_{пл \text{ раб}} = T_{пл \text{ раб}} - T_{\phi}$, $\Delta T_{пл \text{ ост}} = T_{пл \text{ ост}} - T_{\phi}$ – текущие отклонения температуры на стенке от фоновой T_{ϕ} по прошествии времени $\Delta t_{\text{раб}}$ и $\Delta t_{\text{ост}}$ после запуска и остановки; $T_{\text{под}}^0$ – температура на стенке в момент остановки, $\Delta T_{\text{под}}^0 = T_{\text{под}}^0 - T_{\phi}$ – ее отклонение от фоновой; $T_{\text{кров}}$, $T_{\text{под}}$ – температуры в стволе скважины в подошве и кровле интервала притока (до и после смешивания)

Температура $T_{\text{пл ост}}$, измеренная в стволе в статике после завершения данного периода, может быть использована для расчета величины $T_{\text{пл раб}}$ в цикле запуска скважины.

Сходство в поведении температур во времени в действующей и остановленной скважинах позволяет установить зависимость между величинами $T_{\text{пл раб}}$ и $T_{\text{пл ост}}$ для произвольно выбранного набора моментов их регистрации $\Delta t_{\text{раб}}$ и $\Delta t_{\text{ост}}$.

Одним из вероятных вариантов подобной зависимости является связь между величинами $\Delta T_{\text{пл раб}} = |T_{\text{пл раб}} - T_{\text{ф}}|$ и $\Delta T_{\text{пл ост}} = |T_{\text{пл ост}} - T_{\text{ф}}|$ для выбранных моментов времени. Характер этой связи зависит от длительности цикла работы скважины $t_{\text{раб}}$ и конкретного набора $\Delta t_{\text{раб}}$ и $\Delta t_{\text{ост}}$. Для каждого конкретного набора времен связь рассчитывается индивидуально, что при возможностях современных вычислительных средств это не является проблемой.

Основным препятствием для реализации этой идеи является влияние на результаты расчетов большого числа факторов, достоверная информация о которых отсутствует. Это в первую очередь фильтрационные свойства коллектора, степень совершенства его вскрытия, тепловые свойства скважины и пласта.

Чтобы определить, насколько точно можно оценить температуру пласта при притоке по результатам ее измерений в статике, нами проведено несколько серий численных экспериментов на модели поведения температуры в скважине в циклах «приток – остановка». Каждая серия состояла из расчетов для конкретных продолжительности цикла притока $t_{\text{раб}}$ и временах регистрации температуры при притоке $\Delta t_{\text{раб}}$ и в статике $\Delta t_{\text{ост}}$. Расчеты в каждой серии выполнены при различных фильтрационно-емкостных свойствах коллектора, тепловых свойствах пласта и пластового флюида, а также длин трещин в максимально возможных в условиях скважины диапазонах изменения перечисленных параметров.

На рис. 15 представлены результаты расчета изменения температуры пласта во времени на стенке скважины при ее стабильной работе в течение 1 сут и последующей остановки для различных проницаемостей пласта и длин трещин. Рисунок иллюстрирует схожесть в поведении температур в периоды работы и остановки скважины.

По результатам этих расчетов для каждого конкретного набора значений $t_{\text{раб}}$, $\Delta t_{\text{раб}}$ и $\Delta t_{\text{ост}}$ получена связь между соответствующими данным значениям величинами $\Delta T_{\text{пл раб}}$ и $\Delta T_{\text{пл ост}}$ на основе которой по измеренным в статике температурам возможна оценка значения температуры выходящего из пласта флюида.

Данная связь является многозначной. Ее характер схематично показан на рис. 16, каждая точка на котором соответствует конкретному набору параметров (в первую очередь проницаемости коллектора и длины трещины), определяющих характер изменения температуры во времени в периоды работы и остановки скважины. В совокупности эти точки формируют область, объединяющую все возможные комбинации значений $\Delta T_{\text{пл раб}}$ и $\Delta T_{\text{пл ост}}$. Из рисунка видно, что измеренной величине $\Delta T_{\text{пл раб}}$ соответствует диапазон возможных значений $\Delta T_{\text{пл раб}}^{\min}$ и $\Delta T_{\text{пл раб}}^{\max}$.

Рассматриваемый подход допускает самые различные варианты сопоставления приращений температуры в период работы и последующей остановки скважины.

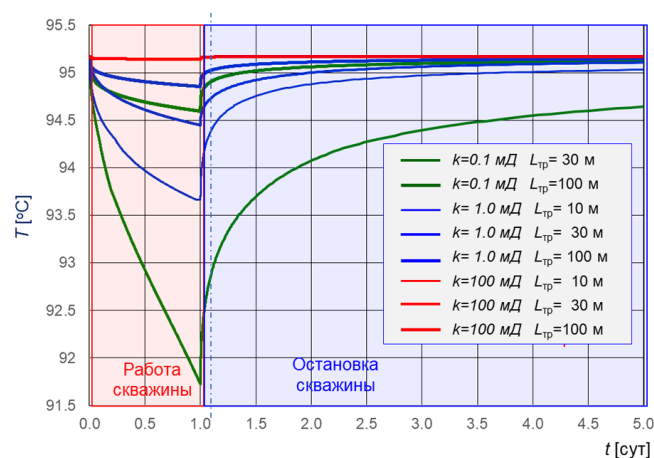


Рис. 15. Моделирование работы скважины с трещиной ГРП, циклы «работа – остановка». Обозначения: k – проницаемость пласта, мД; $L_{\text{тр}}$ – длина трещины, м

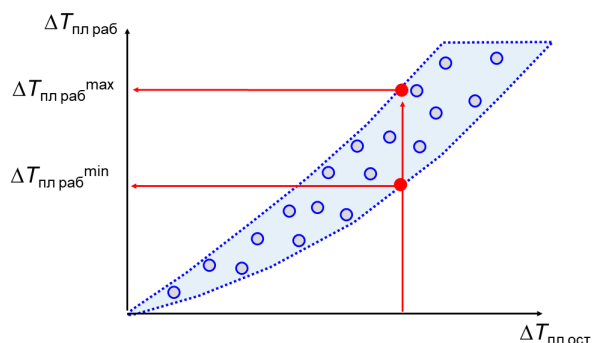


Рис. 16. Взаимосвязь температур на стенке работающей и остановленной скважин в интервале отдающего пласта (схема). Пояснения и условные обозначения см. в тексте

Обсуждение результатов

На рис. 17 представлены результаты исследований горизонтальной скважины, стабильно фонтанирующей газожидкостной смесью. Скважина перед проведением промыслово-геофизических исследований не работала в течение длительного периода, что позволило провести измерения температуры по наиболее результативной с точки зрения предлагаемого подхода технологии «фон – приток – остановка». В стволе регистрировали фоновый профиль температуры в статике. После этого скважина выводилась на режим стабильного отбора и выполнялись два замера температуры: через 3 и 10 ч после ее запуска. После 17 ч стабильной работы скважина останавливалась и в ней проводилось два измерения в статике: через 1 и 10 ч.

По результатам измерений можно увидеть сходство поведения температуры в циклах работы и остановки скважины, циклы практически идентичны по динамике изменения температуры.

Температура в стволе в процессе исследований ведет себя закономерно, в соответствии с результатами моделирования. Температура при фонтанировании под воздействием дросселирования притекающей из пласта газожидкостной смеси значительно снижается, а после остановки скважины растет. По данным термометрии выделяются несколько контрастных интервалов притока. Наиболее интенсивно работает пласт в середине продуктивной толщи,

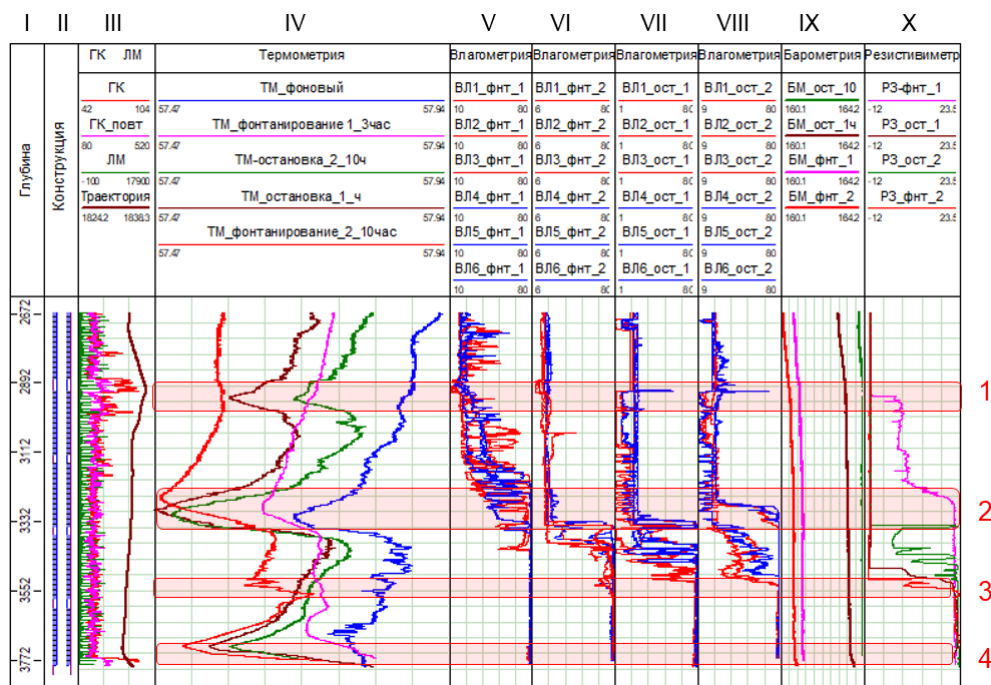


Рис. 17. Результаты промыслово-геофизических исследований в эксплуатационной горизонтальной скважине, фонтанирующей газожидкостной смесью. Обозначения: I – колонка глубин, II – конструкция скважины, III – диаграммы гамма-каротаж, локатор муфт и профиль траектории ствола, IV – результаты термометрии, V–VIII – результаты влагометрии при фонтанировании и в статике, IX – результаты барометрии, X – результаты резистивиметрии; 1–4 – интервалы притока

на долю которого приходится около 50% общей добычи. В пределах его толщины и в направлении к устью существенно растет доля углеводородов в заполнении ствола, носочная часть ствола заполнена преимущественно водой.

Исходные данные для оценки доли рассматриваемого пласта в притоке представлены на рис. 18. Это рисунок является аналогом рис. 14 и отличается только фиксацией конкретных отсчетов с термограмм, необходимых для оценки температуры притекающего из пласта флюида. Здесь же приведены результаты этой оценки.

С помощью сопоставления, подобного представленному на рис. 16, определена температура притекающего из пласта флюида в момент регистрации интерпретируемой термограммы (через 10 ч после запуска скважины): $T_{\text{пл}}^{\text{раб}} = 57,15^\circ\text{C}$. Результаты оценки доли пласта в притоке (без учета дебита пласта 1, расположенного в пяточной части скважины) приведены в табл. 2.

Аналогичный пример представлен на рис. 19. Исследования выполнены в горизонтальной скважине с многостадийным ГРП. Каждый из трех циклов измерений включает период фонтанирования и последующей остановки скважины. От цикла к циклу размер штуцера, при котором работала скважина, увеличивается.

В периоды работы и статики проведены разновременные измерения комплексом промыслово-геофизических исследований.

Скважина работает легкой нефтью с высоким содержанием газа, поэтому флюид поступает в ствол сильно охлажденным. Контрастные притоки способствуют формированию в пределах трещин ярко выраженных аномалий калориметрического смешивания.

При увеличении диаметра штуцера с 6 мм на 7 мм (начальный период исследования) депрессия на пласт закономерно увеличивается. При последующем переходе

на штуцер с максимальным диаметром (8 мм) депрессия начинает падать. Причиной такой аномалии является быстрое истощение призабойной зоны пласта из-за его аномально низкой проницаемости.

Слабые проводящие свойства дренируемого скважиной коллектора являются также причиной высокой интенсивности изменения давления вблизи скважины

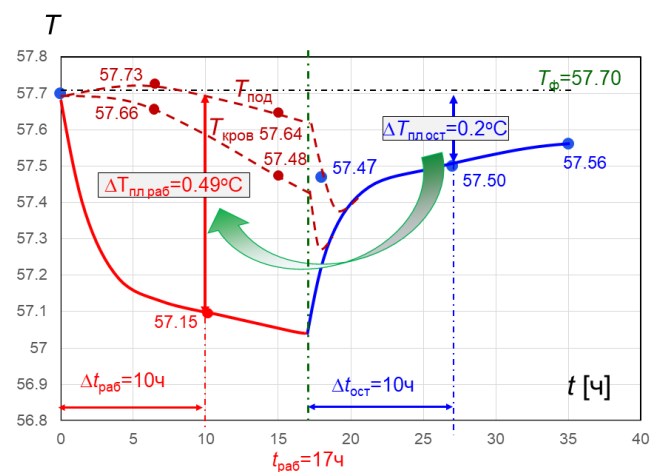


Рис. 18. Поведение температуры T в скважине от времени t в интервале отдающего газоносного пласта в цикле притока и в остановленной скважине (пояснения в тексте). Обозначения: $T_{\text{ф}}$ – фоновое значение температуры, $\Delta T_{\text{пл}}^{\text{раб}} = T_{\text{пл}}^{\text{раб}} - T_{\text{ф}}$, $\Delta T_{\text{пл}}^{\text{ост}} = T_{\text{пл}}^{\text{ост}} - T_{\text{ф}}$ – отклонения температуры на стенке скважины от фоновой температуры, соответствующие периодам времени, прошедшим после запуска и остановки скважины $\Delta t_{\text{раб}} = \Delta t_{\text{ост}} = 10$ ч, $T_{\text{кров}}$, $T_{\text{под}}$ – температуры в стволе действующей скважины в подошве и кровле интервала притока соответственно (до и после калориметрического смешивания)

Кровля	Подошва	$T_{пл}^{раб}$	$T_{кр}$	$T_{под}$	Доля в притоке, %
3262,1	3357,7	57,15	57,4	57,6	44,5
Остальные интервалы, расположенные в носочной части скважины					55,5

Табл. 2. Результаты оценки доли пласта в притоке

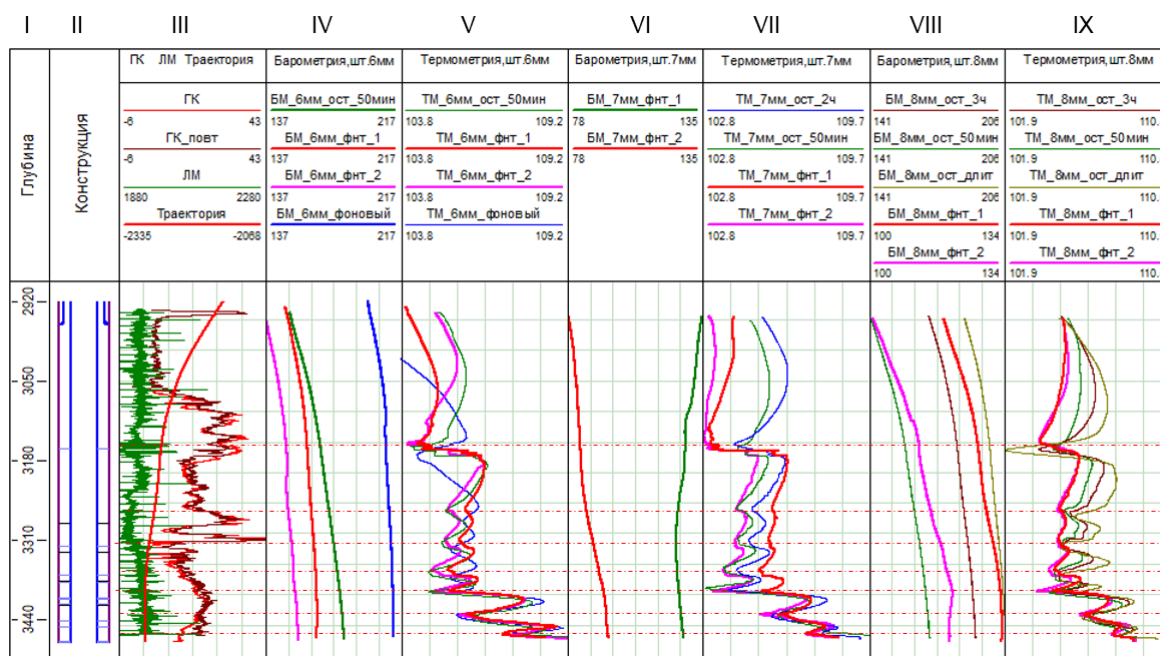


Рис. 19. Результаты промыслово-геофизических исследований в эксплуатационной горизонтальной скважине, фонтанирующей газожидкостной смесью. Обозначения: I – колонка глубин, II – конструкция скважины, III – диаграммы гамма-каротаж, локатора муфт и профиль траектории ствола, IV–IX – результаты термометрии и барометрии при работе скважины на штуцерах 6 мм (окна IV, V), 7 мм (окна VI, VII) и 8 мм (окна VIII, IX), 1–7 – положение портов многостадийного ГРП

по радиусу. Поэтому ствол интенсивно охлаждается, и температура становится заметно ниже фоновой уже в первые часы после запуска и очень быстро релаксирует после ее остановки скважины.

В подобных условиях предлагаемый нами подход к определению температуры поступающего из пласта флюида становится практически безальтернативным.

Результаты интерпретации представлены в табл. 3.

Для рассматриваемого пласта возможна дополнительная проверка достоверности полученных результатов. Перед последним циклом исследований

(при фонтанировании скважины на штуцере 8 мм) в скважине проведено компрессирование, приведшее к дополнительному существенному охлаждению не только приствольной, но и более удаленной зоны пласта. В результате значения температуры притекающего из пласта флюида приблизились к измеренной в длительной простаивающей скважине (табл. 4).

Таким образом, на разных режимах работы скважины экспрессная оценка дебита имеет схожий порядок, что подтверждает корректность расчетов.

Режим работы скважины	Кровля	Подошва	$T_{пл}$	$T_{кр}$	$T_{под}$	Доля в притоке, %
Фонтанирование на штуцере 6 мм	3163,3	3164,9	102,74	103,4	104,26	56,58
	Остальные интервалы					43,42
Фонтанирование на штуцере 7 мм	3163,3	3164,9	103,8	104,5	105,8	65
	Остальные интервалы					35

Табл. 3. Результаты оценки доли пласта в притоке при работе скважины на штуцерах 6 и 7 мм

Режим работы скважины	Кровля	Подошва	$T_{пл}$	$T_{кр}$	$T_{под}$	Доля в притоке, %
Фонтанирование на штуцере 8 мм	3163,3	3164,9	101,92	103,72	105,7	52,38
	Остальные интервалы					47,61

Табл. 4. Результаты оценки доли пласта в притоке при работе скважины на штуцерах 8 мм

Заключение

Представленные материалы подтверждают высокую результативность нестационарных термических исследований как в вертикальных, так и в горизонтальных стволах при оценке доли пластов в притоке. Одним из наиболее информативных эффектов, которые используются для количественного определения дебитов, является калориметрическое смешивание. Точность расчетов на основе этого эффекта существенно зависит от достоверности определения температуры поступающего из пласта флюида.

Основной недостаток классических способов решения задач такого типа состоит в том, что каждый из них имеет резко очерченную область применения или требует специальной подготовки скважины.

Предлагаемый способ термических исследований, в отличие от традиционных, имеет более широкие границы практического использования. В его основе лежат регистрация и совместный анализ разновременных термограмм при циклической смене периодов работы и остановки скважины. Оценка профиля притока на основе динамики поведения температуры в циклах в меньшей степени зависит от текущего состояния скважины. Эффективность этой технологии подтверждена результатами циклических термических исследований добывающих горизонтальных скважин.

Наиболее благоприятными для проведения подобных исследований являются периоды существенно нестационарного поведения температуры во времени. В этих условиях высоким информативным потенциалом обладают технологии непрерывного мониторинга температуры во времени с использованием распределенных по стволу датчиков на основе оптоволоконка.

Финансирование/Благодарности

Авторы выражают большую благодарность ПАО «Газпром нефть» за предоставленные материалы.

Работа выполнена в рамках программы прикладных научных исследований РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ.

Авторы также выражают большую благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Абдурахманов Б.А., Аллаяров Б.И. (2022). Геофизический контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Ташкент: «Университет», 204 с.
- Ахметова А.А., Марков А.И., Непримеров Н.Н., Неткач А.Я. (1976). Способ послыного определения параметров пластов нефтяной, газовой и водяной залежи. Патент SU515870A1 по МПК E21B 47/00.
- Ахнук Р., Лейтон Дж. (2000). Поддержание производительности добывающих скважин. *Нефтяное обозрение Schlumberger*, с. 10–29.
- Блажевич В.А., Уметбаев В.Г. (1985). Справочник по капитальному ремонту скважин. М.: Недра, 208 с.
- Буянов А.В., Дементьева М.А., Ипатов А.И. и др. (2022). Концепция интерпретационного подхода к нестационарной термометрии добывающих газонефтяных и газовых скважин со сложным заканчиванием. *Научный журнал российского газового общества*, 3, с. 6–13.

Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р. и др. (2022a). Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований. *ПРОнефть*, 1(23), с. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>

Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я. и др. (2015). Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 93–95.

Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш. и др. (2022b). Количественная интерпретация данных термогидродинамических исследований скважин при многофазных потоках. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 61–65.

Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (2004). Интерпретация методов промыслово-геофизического контроля при оценке состава и профилей, притока в эксплуатационных скважинах. М.: РГУ нефти и газа, 74 с.

Коноплев Ю.В. (1986). Геофизические методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 220 с.

Кременецкий М.И., Ипатов А.И. (2020). Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т.2. Роль гидродинамического-геофизического мониторинга в управлении разработкой. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 756 с.

Кудинов В.И. (2004). Основы нефтегазового дела. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 720 с.

Непримеров Н.Н., Пудовкин М.А., Марков А.И. (1968). Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань: КГУ, 163 с.

Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. (1977). Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: КГУ, 168 с.

Чекалюк Э.Б. (1965). Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 238 с.

Шарафутдинов Р.Ф., Канафин И.В. (2020). Особенности формирования температурного поля в скважине с многослойной системой при разгазировании нефти. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 2(22), с. 96–109. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109

Сведения об авторах

Михаил Израилевич Кременецкий – доктор техн. наук, эксперт, Научно-Технический Центр «Газпром нефть»; профессор кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75–79, лит. Д
e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Екатерина Владимировна Бакинова – аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3
e-mail: kattya-bakinova@mail.ru

Виктория Витальевна Соловьева – аспирант кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1
e-mail: solovevaviktoria1997@gmail.com

Анастасия Николаевна Никонорова – аспирант кафедры геофизических информационных систем, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1
e-mail: anastasia.nikonorova@list.ru

Статья поступила в редакцию 15.02.2024;

Принята к публикации 22.04.2024;

Опубликована 30.06.2024

Improving the Technology for Inflow Profile Evaluation in Horizontal Wells by Temperature Changes Due to Calorimetric Mixing

M.I. Kremenetskiy^{1,2*}, E.V. Bakinova³, N.N. Nikonorova², V.V. Solovieva²

¹Gazpromneft Scientific and Technology Center, St. Petersburg, Russian Federation

²National University of Oil and Gas «Gubkin University», Moscow, Russian Federation

³Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Mikhail I. Kremenetskiy, e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Abstract. The paper is devoted to the problem of increasing the effectiveness of temperature logging quantitative interpretation for the inflow profile evaluation in horizontal production wells draining heterogeneous reservoirs with low permeability. Such wells are characterized by an extremely uneven distribution of inflow along the length of the wellbore. One of the ways of quantitative interpretation of temperature logging is based on the effect of calorimetric mixing. It's widely used to quantify the share of local producing intervals in the total flow rate.

The low accuracy of interpretation is associated with the lack of reliable information about the temperature of the fluid flowing into the wellbore. The authors propose an estimate of this parameter based on the similarity of the behavior of the temperature field vs time in the near-wellbore zone of a reservoir during periods of stable production and the periods of the well shut-in. This relationship is confirmed by the results of modeling the temperature field of the “well – reservoir” system, taking into account changes in a wide range of reservoir permeability and thermal properties of the reservoir, the geometry of hydraulic fractures in the reservoir, the flowing fluids, as well as the parameters of the well production targets.

The logging technology recommended by the authors involves the registration of several temperature profiles along the length of the wellbore at the beginning of the well production with the maximum rate and drawdown and during the well shut-in. Their integrated analysis based on the behavior of the temperature field features in time identified on the basis of modeling makes it possible to evaluate with a high degree of certainty the dynamics of the temperature of the gas-liquid mixture coming from reservoirs to the wellbore during production periods. This provides the required accuracy in the quantitative assessment of the inflow profile from mixing anomalies.

The proposed approaches to the interpretation of thermograms are applicable in the analysis of the results of non-stationary temperature logging results in horizontal and vertical wells during the production from heterogeneous reservoirs both through perforation and multi-stage hydraulic fracturing.

Keywords: oil and gas reservoir development surveillance by production logging, horizontal wells production logging, temperature logging, calorimetric mixing effect, inflow profile evaluation

Acknowledgements

The authors are grateful to Gazpromneft PJSC for the materials provided.

The work was performed as part of the National University of Oil and Gas «Gubkin University» Applied Research Program, funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

The authors are very grateful to the anonymous reviewers for their valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

Recommended citation: Kremenetskiy M.I., Bakinova E.V., Nikonorova N.N., Solovieva V.V. (2024). Improving the Technology for Inflow Profile Evaluation in Horizontal Wells by Temperature Changes Due to Calorimetric Mixing. *Georesursy = Georesources*, 26(2), pp. 99–113. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.2.9>

References

- Abdurakhmanov B.A., Allayarov B.I. (2022). Geophysical control over the development of oil and gas fields. Tashkent: University, 204 p. (In Russ.)
- Akhmetova A.A., Markov A.I., Neprimerov N.N., Netkach A.Y. (1976). Method of layer-by-layer determination of parameters of oil, gas and water deposits. Patent SU515870A1 according to IPC E21B 47/00. (In Russ.)
- Akhnut R., Leighton J. (2000). Maintaining the productivity of producing wells. *Oil Review Schlumberger*, pp. 10–29. (In Russ.)
- Blazhevich V.A., Umetbaev V.G. (1985). Handbook of well overhaul. Moscow: Nedra, 208 p. (In Russ.)
- Buyanov A.V., Dementieva M.A., Ipatov A.I. et al. (2022). The concept of an interpretive approach to non-stationary thermometry of producing gas-oil and gas wells with complex completion. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 3, pp. 6–13. (In Russ.)
- Chekalyuk E.B. (1965). Thermodynamics of the oil reservoir. Moscow: Nedra, 238 p. (In Russ.)
- Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. (2004). Interpretation of methods of field-geophysical control in assessing the composition and profiles, inflow in production wells. Moscow: Russian State University of Oil and Gas, 74 p. (In Russ.)
- Konoplev Y.V. (1986). Geophysical methods of oil field development. Moscow: Nedra, 220 p. (In Russ.)
- Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I. (2020). Application of field-geophysical control for optimization of oil and gas field development. Vol. 2. The role of hydrodynamic-geophysical monitoring in development management. Izhevsk: Institute of Computer Research, 756 p. (In Russ.)
- Kudinov V.I. (2004). Fundamentals of oil and gas business. Izhevsk: Institute of Computer Research, 720 p. (In Russ.)
- Neprimerov N.N., Pudovkin M.A., Markov A.I. (1968). Features of the thermal field of an oil field. Kazan: KSU, 163 p. (In Russ.)
- Pudovkin M.A., Salamatina A.N., Chugunov V.A. (1977). Temperature processes in operating wells. Kazan: KSU, 168 p. (In Russ.)
- Sharafutdinov R.F., Kanafin I.V. (2020). Features of the formation of a temperature field in a well with a multilayer system during oil degassing. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2(22). pp. 96–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-96-109>
- Valiullin R.A., Ramazanov A.S., Khabirov T.R. et al. (2022a). The experience of using simulators in the interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *Proneft*, 1(23), pp. 99–109. (In Russ.)

Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Fedotov V.Y. et al. (2015). The use of non-stationary thermometry to diagnose the condition of wells. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 5, pp. 93–95. (In Russ.)

Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Ramazanov A.S. et al. (2022b). Quantitative interpretation of the data of thermohydrodynamic studies of wells with multiphase flows. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 3, pp. 61–65. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-61-65>

About the Authors

Mikhail I. Kremenetskiy – Dr. Sci. (Engineering), Expert, Gazpromneft Science and Technology Centre; Professor of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

75–79, lit. D, Moyka river emb., St. Petersburg, 190000, Russian Federation

e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Ekaterina. V. Bakinova – Postgraduate student, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences

3, Gubkin str., Moscow, 119333, Russian Federation

e-mail: katya-bakinova@mail.ru

Anastasia. N. Nikonorova – Postgraduate student of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

e-mail: anastasia.nikonorova@list.ru

Viktoria V. Solovieva – Postgraduate student of the Well Logging Department, National University of Oil and Gas “Gubkin University”

65, build. 1, Leninsky ave., Moscow, 190991, Russian Federation

e-mail: solovevaviktoria1997@gmail.com

Manuscript received 15 February 2024;

Accepted 22 April 2024;

Published 30 June 2024