

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.832.6:622

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

Возможности промыслово-геофизических исследований для диагностики горизонтальных скважин с различным типом заканчивания*

М.В. Колесников^{1,2}✉, Е.П. Панарина^{2,3}, М.И. Кременецкий^{4,5}, Е.С. Пахомов¹

1 – Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень, Россия

2 – АО «ВНИИнефть», Москва, Россия

3 – ООО «ЗН НТЦ», Москва, Россия

4 – Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

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

Аннотация. *Актуальность.* За последние десятилетия конструкции эксплуатационных наклонно-направленных и горизонтальных скважин значительно изменились. На текущий период скважины имеют более сложную траекторию и контроль их разработки требует новых подходов. Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемым элементом системного контроля на любом этапе разработки нефтяных и газовых месторождений. *Цель работы.* Систематизация опыта проведения промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах с различным типом хвостовиков. *Материалы и методы.* Промыслово-геофизические исследования, входящие как в стандартный, так и в расширенный комплекс, предназначены для оценки непосредственно работающих участков исследуемых геологических объектов, определения профиля притока или приемистости эксплуатационных скважин, установления состава притока с выделением основных фаз. *Результаты.* Описан опыт проведения промыслово-геофизических исследований и их информативные возможности в зависимости от типа горизонтального заканчивания скважины. Рассмотрены наиболее информативные методы и технологии проведения исследований при изучении объекта с различными вариациями компоновки. Проведен анализ влияния сложностей процессов эксплуатации низкопроницаемых коллекторов на технологии исследований и выбор оптимального комплекса методов, даны рекомендации по оптимальному заканчиванию для горизонтальных скважин. *Выводы.* Полученные результаты позволят обеспечивать эксплуатацию наиболее рентабельным образом и получать более информативные результаты промыслово-геофизических исследований, что даст возможность своевременно корректировать работу скважин и проводить геолого-технологические мероприятия.

* Статья написана на основе доклада на XIII Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 16–17 апреля 2024 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Колесников Михаил Викторович, e-mail: Kolesnikov.MV@gazprom-neft.ru

© Колесников М.В., Панарина Е.П., Кременецкий М.И., Пахомов Е.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: ачимовские отложения, геофизические методы, горизонтальные скважины, низкопроницаемые коллекторы, промыслово-геофизические исследования, разноскоростная расходометрия, термометрия скважин

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Колесников М.В., Панарина Е.П., Кременецкий М.И., Пахомов Е.С. Возможности промыслово-геофизических исследований для диагностики горизонтальных скважин с различным типом заканчивания // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 296–311. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

Введение

За последние десятилетия конструкции эксплуатационных наклонно-направленных и горизонтальных скважин значительно изменились. На текущий период разработки нефтяных и газовых месторождений скважины имеют более сложную траекторию и контроль их разработки требует новых подходов. Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемым элементом системного контроля на любом этапе разработки месторождений. Зачастую при изучении геологического объекта возникают трудности в оценке работающих толщин и построении профиля притока/приемистости ввиду сформированных аномалий, связанных с конструкцией заканчивания скважин.

Горизонтальные скважины (ГС) позволяют наиболее рентабельным образом эксплуатировать низкопроницаемые объекты добычи нефти и газа, включая трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Исследования скважин с горизонтальным заканчиванием используют многогранный и комплексный подход, направленный на достижение максимальной эффективности эксплуатации.

Цель работы заключается в систематизации опыта проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в ГС с различным типом хвостовиков.

Особенности получения профиля в скважинах со сложным окончанием

При анализе работы скважин с горизонтальным окончанием основную информационную нагрузку несут термометрия и расходометрия [1]. Оценка расхода по механической расходометрии отображает прямое движение флюида по стволу. Аналогичная оценка по результатам термометрии основана на изменении теплового поля в скважине под воздействием движения жидкости. В зависимости от температуры и расхода жидкости происходит искажение естественной температуры залегающих по разрезу горных пород, в частности, на точность количественной интерпретации термограмм влияют возможные погрешности оценки теплофизических свойств флюида и горной породы, а также неоднородность потока и временные флуктуации скоростей компонентов и другие факторы [2, 3]. Вследствие этого распределение дебита по термометрии носит оценочный характер, границы точности определяются конкретными условиями исследований. Высокая сходимость результатов интерпретации обоих методов встречается не часто ввиду разной физической природы, имеющей свои специфические погрешности.

Рассмотрим особенности поведения методов оценки расхода жидкости в зависимости от заканчивания скважины. При исследовании по схеме движения жидкости в скважине со сложным окончанием типа «фишбон» (рис. 1) с учетом того, что траектория в интервале исследований не меняется, модельное поведение кривых термометрии и механической расходомерии в динамике выглядит следующим образом: согласно модельной кривой термометрии при

притоке (см. рис. 1г) в нижней части ствола наблюдается увеличение (уменьшение) температуры за счет дросселирования.

По мере выхода флюида из пласта в ствол скважины при движении оборудования диагностируется эффект calorimetric смешивания. При совпадении температур смешивающихся потоков температурные аномалии отсутствуют, что и наблюдается выше центральной части ствола.

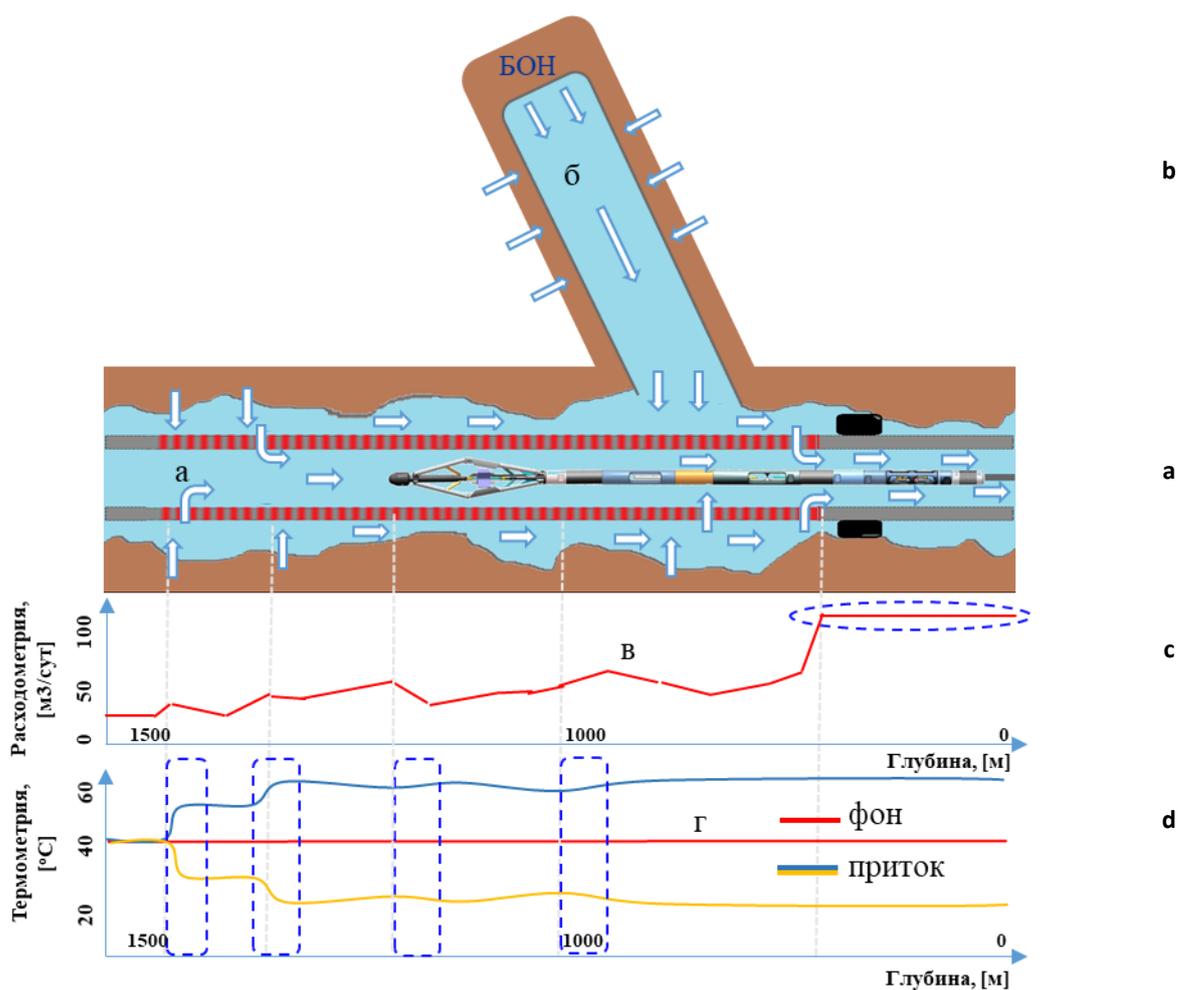


Рис. 1. Схема движения жидкости в скважине со сложным окончанием:

- а – основной (материнский) ствол; б – ответвление БОН (ствол фишбона); в – модельная диаграмма механической расходомерии (реагирующая на движение флюида в стволе скважины);
- г – модельная диаграмма термометрии (реагирующая на выход флюида в ствол скважины)

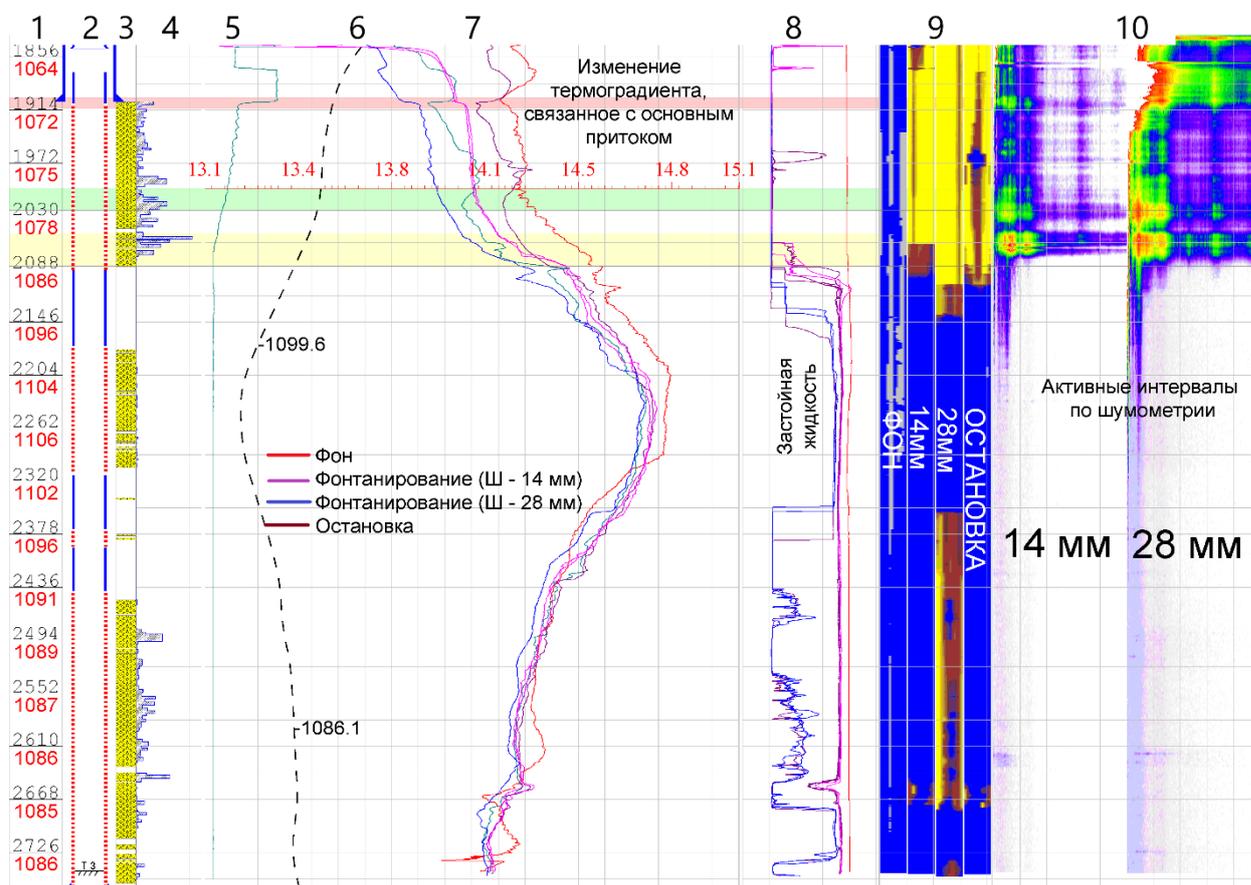
Fig. 1. Scheme of fluid movement in a well with a complex ending:

- a – main (mother) bore; b – branch of BONE (fishbone bore); c – model diagram of mechanical flowmetry (reacting to fluid movement in the wellbore); d – model diagram of thermometry (reacting to fluid output into the wellbore)

В свою очередь, механическая расходомерия предусматривает определение скорости движения (расхода – как производной от скорости при известной площади потока) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пласта. Этот метод является основным для выделения прямых интервалов притоков, согласно представленной выше схеме. Модельная кривая расходомерии (см. рис. 1в) реагирует на притекающий флюид из пласта, тем самым раскручивая многолопастную турбинку, но за счет того, что поток флюида движется как внутри

фильтра, так и за ним, т. е. перераспределяется по стволу, однозначно построить профиль притока затруднительно. Анализируя данные модельной кривой расходомерии (см. рис. 1в), единственно, что выявлено, – основной приток получен по кровле изучаемого объекта. Данные результаты ставят под сомнение информативность и целесообразность дальнейшего проведения ПГИ в стволах с таким типом заканчивания [4].

Результаты фактических ПГИ в скважинах, оборудованных по вышеуказанной схеме, представлены на рис. 2.



1 – глубина, 2 – конструкция скважины, 3 – насыщение, 4 – проницаемость по РИГИС, 5 – механическая расходомерия, 6 – траектория ствола, 7 – разновременная термометрия, 8 – одноточечовая влагометрия, 9 – объемная влагометрия, 10 – шумомерия

Рис. 2. Результаты исследования в скважине добывающего фонда

Fig. 2. Results of the survey in a well of the production stock

Основные методы притока в таких условиях малоинформативны: механическая расходометрия (см. рис. 2, окно 5) и термометрия (см. рис. 2, окно 7) реагируют на приток только в кровельной части ствола, т. е. там, где угол наклона переходил в вертикальную часть и поток сталкивался с заколонным пакером. Остальная часть ствола работает крайне слабо: по замерам объемной влагометрии (см. рис. 2, окно 9) наблюдается проявление углеводорода в завышенных частях ствола; по спектральной шумомерии (см. рис. 2, окно 10) зарегистрированы шумы, характерные для движения флюида по коллектору. Анализ всех методов показывает, что на результаты исследований основное влияние оказывает траектория ствола, так как в сифонах сохраняется жидкость, оставшаяся после бурения.

**Усовершенствование технологии
заканчивания скважины
для повышения информативности
промыслово-геофизических
исследований**

По результатам описанных выше промыслово-геофизических исследований было дано предложение дополнить существующую компоновку «глухими» (без отверстий) трубами, которые фиксируются заколонными пакерами, тем самым отсекая затрубное пространство, и ограничивают поток за фильтром с выходом флюида в ствол скважины (рис. 3).

Рассмотрим особенности применения методов оценки расхода жидкости при исследовании по другой схеме компоновки оборудования, представленной на рис. 3. Модельная кривая термометрии

при притоке (см. рис. 3г) регистрирует те же эффекты, что наблюдались и на рис. 1г, а вот модельная кривая расходометрии (см. рис. 3в) диагностирует увеличение скорости вращения лопастей вертушки в интервале «глухих» труб, говорящее о притоке флюида с нижележащих фильтров (объектов).

Данная модернизированная компоновка оборудования, прежде всего, позволяет выровнять профиль притока и тем самым обеспечить равномерность выработки изучаемой залежи. По части ПГИ – позволила проводить наиболее информативные геофизические исследования и, следовательно, повысить изученность разрабатываемого объекта. В свою очередь, такой подход увеличил стоимость обустройства скважины [5], при этом упростив проведение геолого-технических мероприятий.

Во вновь оборудованных скважинах провели ранее описанный геофизический комплекс исследований (рис. 4), и наиболее информативным методом количественной оценки работающих интервалов стала механическая расходометрия (см. рис. 4, окно 6). Показания механического расходомера в интервалах «глухих» труб между интервалами притока закономерно возрастают от носочной к пяточной части ствола.

Локальное увеличение показаний механического расходомера в данных интервалах происходит потому, что флюид здесь движется только в хвостовике (в случае герметичности заколонных пакеров). Поэтому показания корректно отражают приток из работающих пластов.

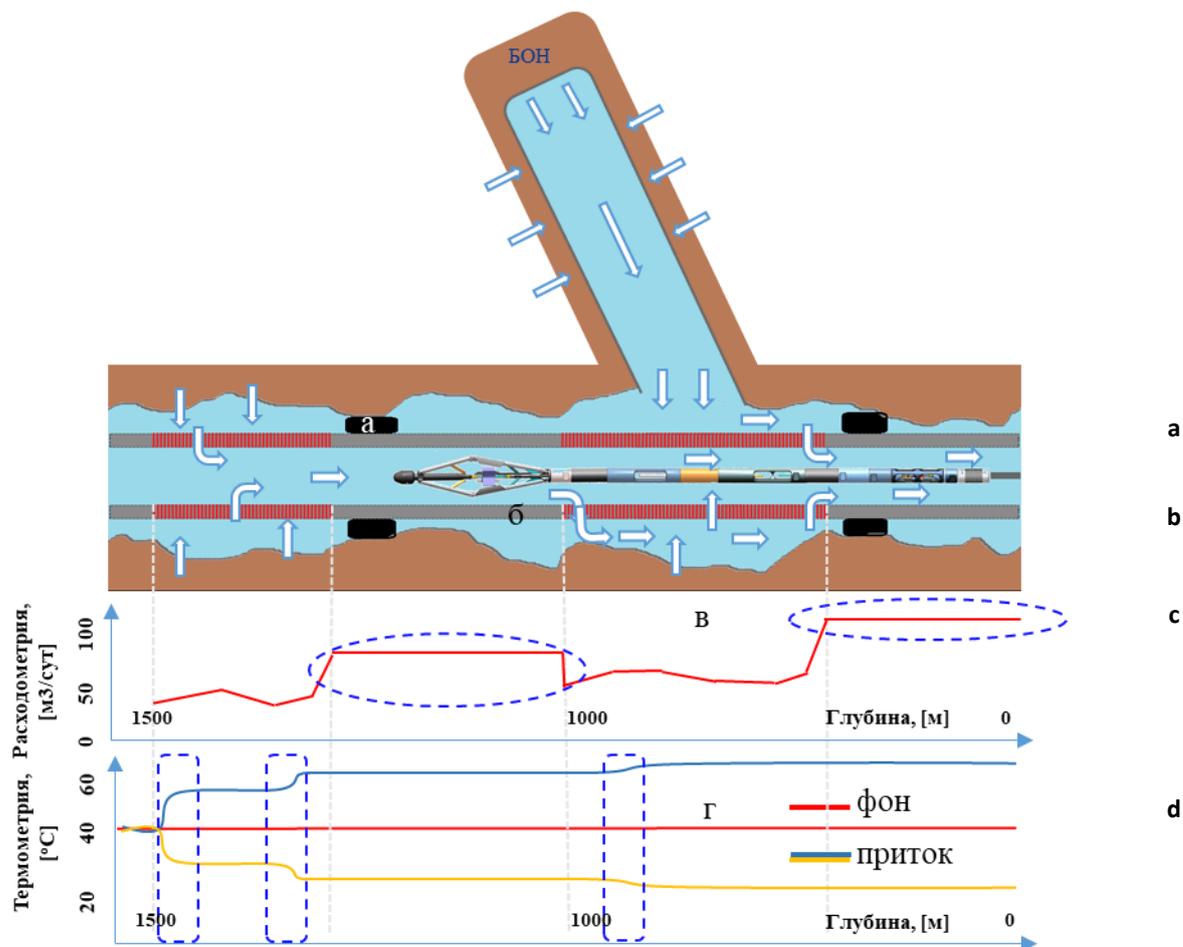
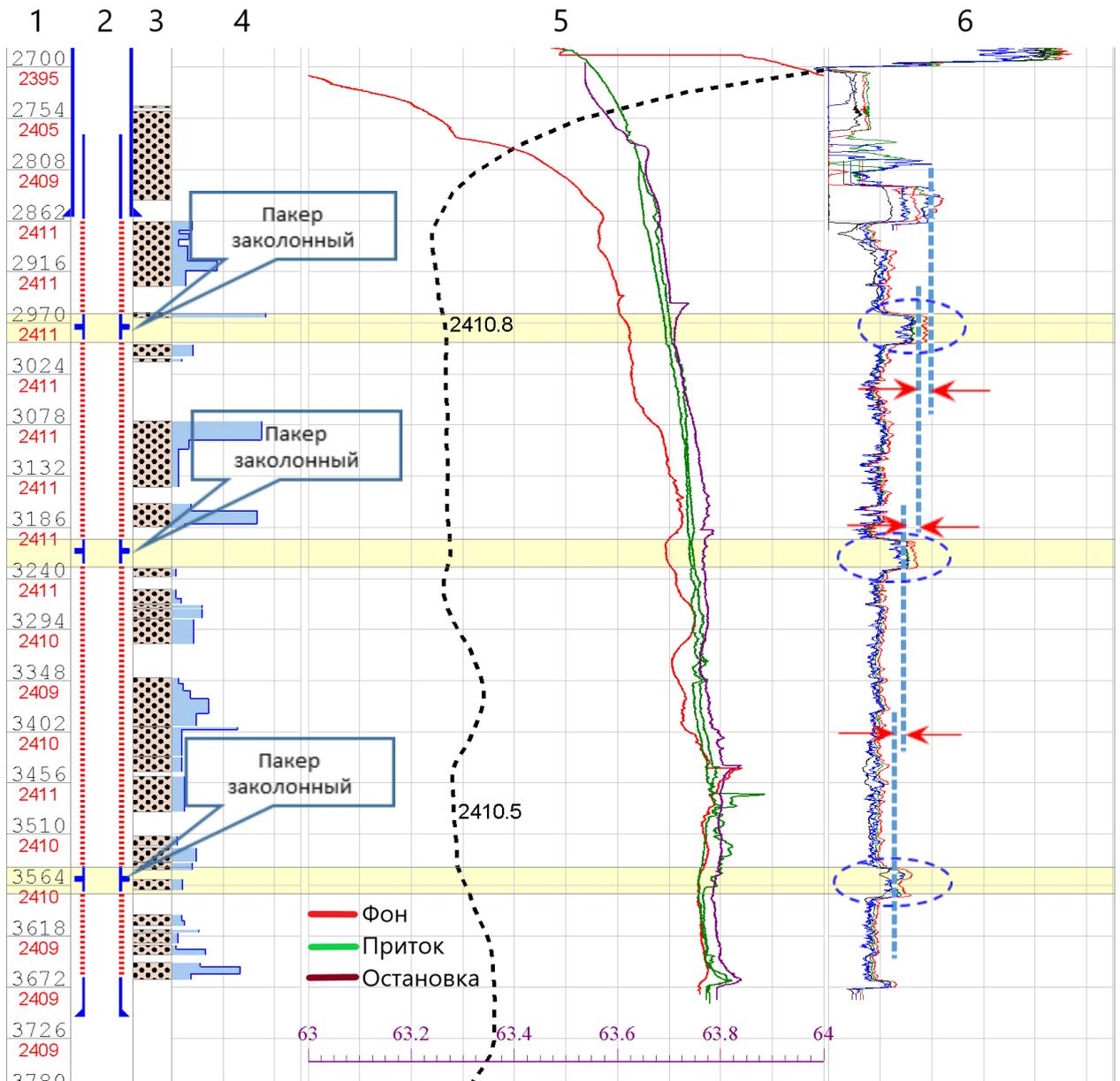


Рис. 3. Новая схема компоновки оборудования, спускаемой в горизонтальный участок ствола: а – заколонный пакер; б – «глухая» труба; в – модельная диаграмма механической расходомерии (реагирующая на движение флюида в стволе скважины); г – модельная диаграмма термометрии (реагирующая на выход флюида в ствол скважины)

Fig. 3. A new scheme of the equipment layout descended into the horizontal section of the wellbore
 а – casing packer; б – “blind” pipe; в – model diagram of mechanical flowmetry (reacting to fluid movement in the wellbore); д – model diagram of thermometry (reacting to fluid output into the wellbore)

Оценка локальных притоков в интервале фильтра по механической расходомерии затруднена ввиду движения флюида как внутри ствола, так и за фильтром, а также ограничения порога срабатывания самого метода, при этом хорошо выделяются макроинтервалы притока [6].

Замеры термометрии низкоинформативны, явно выраженных контрастных аномалий не выявлено, в связи с чем количественная оценка профиля притока по результатам этого метода затруднительна, можно только сказать о наличии движения жидкости в стволе (см. рис. 4, окно 5), при изменении режима работы скважины наблюдается изменение значений температуры.



1 – глубина, 2 – конструкция скважины, 3 – насыщение, 4 – проницаемость, 5 – траектория ствола, разновременная термометрия, 6 – разносторонняя расходомерия

Рис. 4. Результаты исследования в скважине добывающего фонда с интервалами «глухих» труб и заклонными пакерами

Fig. 4. Results of the survey in a well of the production stock with the intervals of “blind” pipes and with the casing packers

Роль ПГИ при диагностике причин невыхода скважины на прогнозные параметры

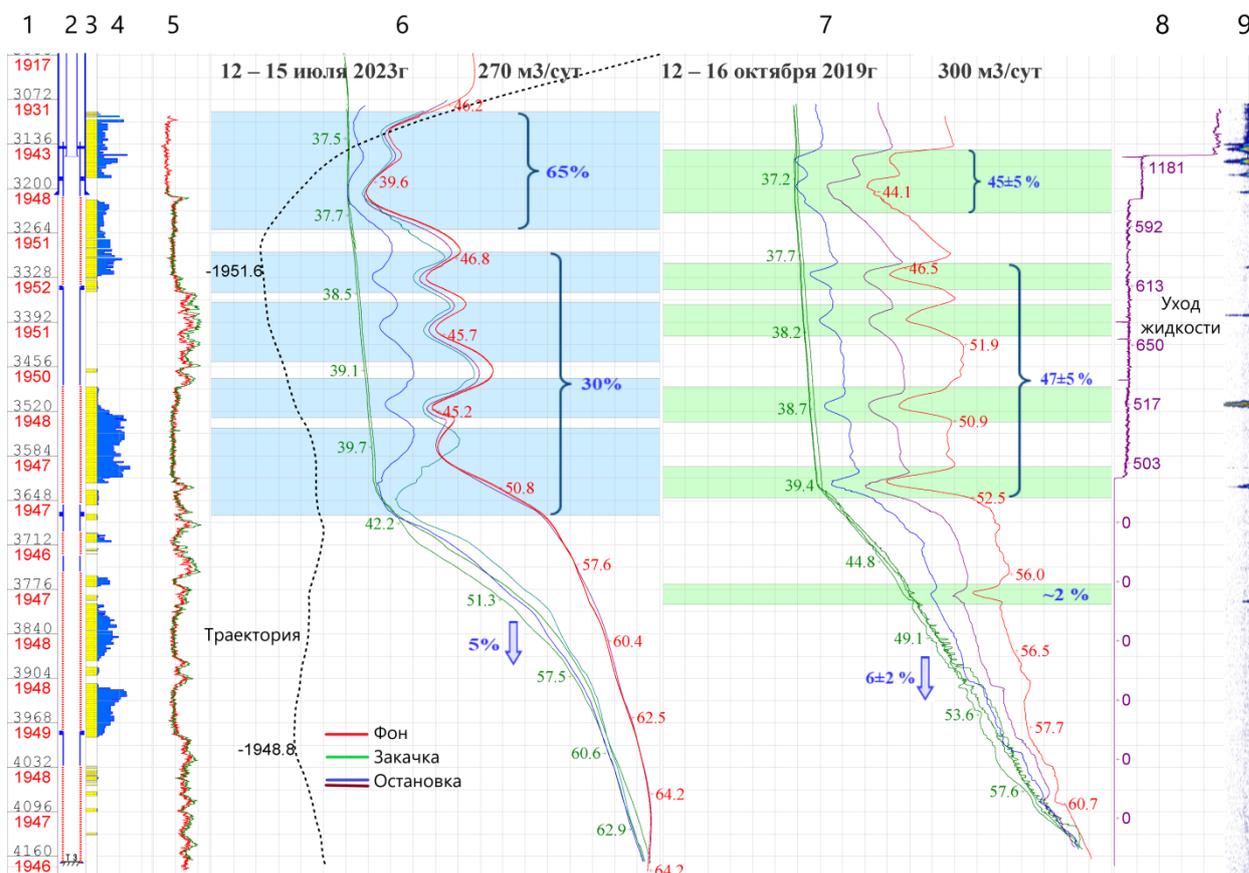
Несмотря на сложное и дорогое оборудование, проектные скважины не

всегда запускаются с прогнозными параметрами, в связи с этим необходимо на начальной стадии выявить причины недостижения проектных показателей.

В одной из таких нагнетательных скважин (рис. 5) по ряду ПГИ были выделены основные зоны интенсивного поглощения закачиваемой жидкости, при этом пяточная часть ствола работала преимущественно за счет заколонного перетока вверх в неперфорированную часть пласта, о чем свидетельствуют результаты механической расходомерии (см. рис. 5, окно 8). Этот вывод также подтверждается и данными спектральной шумомерии (см. рис. 5,

окно 9) – по интенсивному широкополосному акустическому сигналу в динамике [7, 8].

После проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и смены режимов закачки профиль приемистости (см. рис. 5, даты: 12–15.07.2023) практически не изменился, носочная часть работает крайне слабо, что может коррелироваться с распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта по длине ГС.



1 – глубина, 2 – конструкция скважины, 3– литология, 4 – проницаемость, 5 – привязочные кривые ГК (гамма-каротаж), 6, 7 – траектория ствола и разновременная термометрия, 8 – расходомерия, 9 – спектральная шумомерия

Рис. 5. Динамика результатов исследований в нагнетательной скважине с выделением работающих интервалов

Fig. 5. Dynamics of survey results in an injection well with the release of producing intervals

Использование интеллектуальных систем заканчивания как радикальный способ повышения эффективности разработки пласта горизонтальными скважинами

По результатам ПГИ и подтвержденным выводам о влиянии контрастных ФЭС

пласта по длине ГС было принято решение о спуске в горизонтальную часть скважины новой компоновки оборудования (рис. 6) с разделяющими пакерами, расположенными по стволу в интервалах «глухих» труб, и регулирующими клапанами.

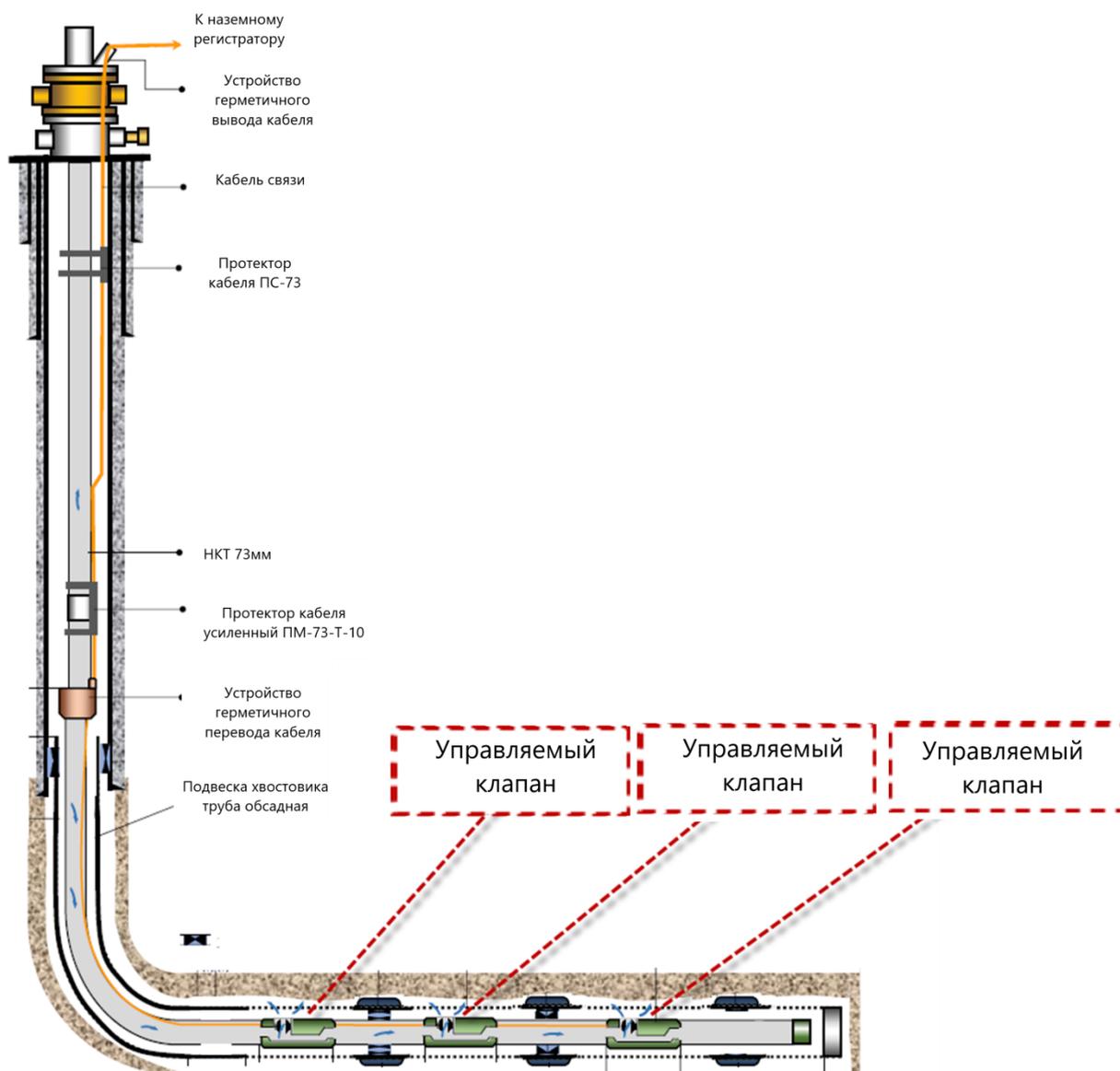


Рис. 6. Схема оборудования скважины датчиками и регулирующими клапанами (изображение получено на платформе «TOTA СИСТЕМС»*)

Fig. 6. Scheme of equipping a well with sensors and control valves (image obtained from TOTA SYSTEMS platform)

* Платформа цифрового управления месторождениями нефти и газа «TOTA СИСТЕМС». URL: <https://tota.systems/ru/> (дата обращения: 24.05.2024).

С помощью данной компоновки с устья скважины можно удаленно контролировать работу клапанов, тем самым своевременно перераспределять поток закачиваемой жидкости по горизонтальной части ствола, закрывая или открывая соответствующие клапаны (интеллектуальные системы заканчивания).

Каждый клапан оборудован двумя датчиками температуры, один из которых расположен внутри компоновки, а другой – снаружи, тем самым удастся регистрировать данные в межтрубном пространстве между спущенной компоновкой и спущенным ранее хвостовиком.

При анализе данных, полученных от стационарных датчиков температуры [9], представленных на рис. 7, сделаны следующие выводы: температуры внутренних и внешних датчиков закономерно различаются между портами, но в пределах каждого порта схожи друг с другом. Очевидно, на оба датчика аналогичным образом влияет температура потока движущейся по стволу жидкости. Информативные измерения температуры могут быть получены с помощью любого из датчиков и в дальнейшем анализе использовался внутренний датчик, расположенный в насосно-компрессорной трубе.

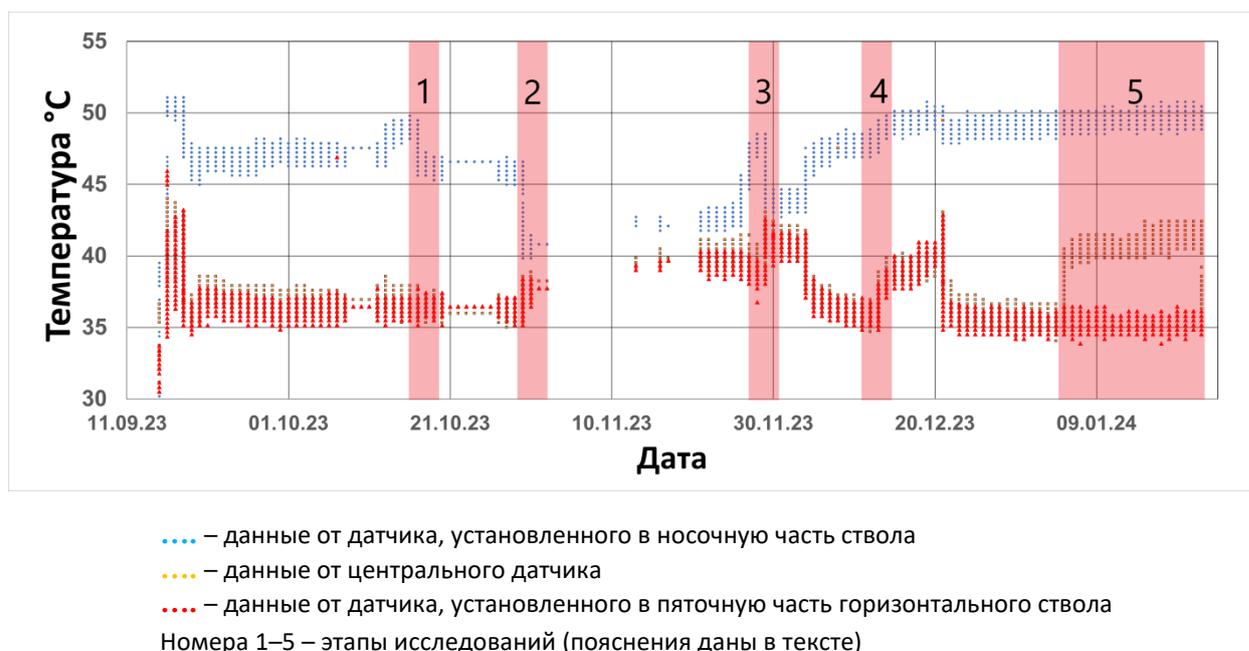


Рис. 7. Результат мониторинга температуры клапанов, спущенных в горизонтальный участок скважины

Fig. 7. The result of monitoring the temperature of the valves descended in the horizontal section of a well

Как видно по данным, полученным с компоновки со спущенными клапанами, датчик, расположенный в носочной части ствола (см. рис. 7, синяя кривая), наиболее нагрет – это объясняется слабым

прохождением охлаждающей закачиваемой жидкости, за счет интенсивного поглощения пяточной части ствола, что подтверждает ранее проведенные стандартные промыслово-геофизические исследования.

На первом этапе тестирования компоновки был перекрыт носочный клапан и получен отклик от датчика, расположенного в данном интервале. Рост значений температуры во времени говорит о полном отсутствии движения жидкости.

На втором этапе были закрыты верхний и средний клапаны, и вся закачка начинает идти вниз, охлаждая ствол. Интенсивность движения жидкости в нижней части ствола усиливается и температура, регистрируемая нижним датчиком, сильно падает (см. рис. 7, синяя кривая). Но при этом поток жидкости в районе верхних клапанов все же меньше, чем при закачке с технологическим расходом, когда эти клапаны открыты. Об этом свидетельствует увеличение показаний верхних датчиков температуры по сравнению с зарегистрированными на технологической закачке (ранее проведенной). Причина снижения температуры в том, что клапан в носочной части ствола не работает так хорошо, как в середине и в пяточной части, что подтверждают результаты ПГИ.

Так же хорошо датчик температуры на всех клапанах реагируют на закрытие скважины (третий этап). В этот момент все датчики регистрируют рост значений температуры.

После повторного запуска скважины (четвертый этап) на технологическом режиме закачки все датчики регистрируют снижение температуры. Особенно чувствительны к изменению верхние датчики, что говорит о более интенсивном поглощении жидкости в данных интервалах.

В январе 2024 г. датчик в центральной части ствола был закрыт и снова открыт

(этап «пять»). Это действие наблюдается и на замерах, температура в интервале этого датчика сначала резко выросла, а затем резко снизилась.

Таким образом, проведенные измерения показывают эффективность технологии с использованием элементов интеллектуального заканчивания при управлении профилем приемистости для носочной части скважины [10].

Для обеспечения высокой информативности используемых данных температуры необходимы ее контрастные изменения, поэтому при каждой технологической операции следует создавать контрастное изменение расхода скважины, при этом после изменения он должен оставаться стабильным.

Предложенная компоновка не является заменой стандартным ПГИ (РД «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденный и введенный в действие с 01.10.2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр**). По результатам проведенных работ даны рекомендации:

– перед спуском компоновки проводить промыслово-геофизические исследования на режиме технологической закачки и в статике для уточнения первоначальной доли пластов в работе;

– проводить мониторинг температуры на клапанах для определения текущего вклада той или иной горизонтальной части ствола.

Заключение

Выполненный анализ результативности промыслово-геофизических исследований для горизонтальных скважин со сложным заканчиванием позволил выявить основные закономерности при использовании методов определения состава притока и оценить результативность исследований при вскрытии горизонтальным стволом неоднородных пластов низкой проницаемости.

Оснащение горизонтального участка ствола в интервале хвостовика заколонными пакерами способно не только существенно повысить информативность ПГИ, но и существенно упростить процедуру последующих геолого-технологических мероприятий по обеспечению штатного режима работы скважины и равномерной выработки пласта.

Кардинальным средством повышения эффективности работы горизонтальных скважин является дополнительное оборудование ствола системами интеллектуального заканчивания, оснащенных не только разделяющимися пакерами, но и регулирующими клапанами.

Включение в компоновку интеллектуального заканчивания стационарных датчиков температуры и давления позволяет осуществлять оперативный мониторинг динамики профиля притока и приемистости. Результаты мониторинга являются основой для своевременного принятия управляющих решений по изменению режима работы скважины и проведению ГТМ с целью выравнивания профиля притока и приемистости, а также ликвидации прорывов воды и газа.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 676 с.
2. *Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р.* и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // *ПРОнефть. Профессионально о нефти.* 2022. Т. 7, № 1(23). С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. *Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф.* Аналитическая модель конвективного восстановления температуры в остановленной скважине // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.* 2021. Т. 7, № 3(27). С. 25–40. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40>
4. *Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В.* и др. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // *Актуальные проблемы нефти и газа.* 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>

5. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 87–99. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6>
6. *Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Яруллин А.Р., Гаязов М.С.* Пат. RU 2751528 С1. Способ определения скорости потока жидкости в скважине. № 2020138389; Заявл. 23.11.2020; Опубл. 14.07.2021 // Изобретения. Полезные модели. 2021. Бюл. № 20. 8 с.
7. *Нагимов В.М., Лутфуллин А.А., Каримов И.С.* и др. Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8, № 1(27). С. 64–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>
8. *Закиров М.Ф., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш.* Влияние обводнения продуктивного интервала на распределение термограммы по стволу добывающей скважины // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2023. Т. 47, № 2(110). С. 24–33. <https://doi.org/10.24412/1728-5283-2023-2-24-33>
9. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Колесников М.В.* и др. Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>
10. *Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M.* Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201911-MS. <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

Информация об авторах

Михаил Викторович Колесников – аспирант, АО «ВНИИнефть», Москва, Россия; эксперт, Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень, Россия; SPIN-код: 7682-6957, <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>; e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru

Екатерина Павловна Панарина – к.т.н., руководитель направления, ООО «ЗН НТЦ»; доцент, АО «ВНИИнефть», Москва, Россия; SPIN-код: 5847-3560, <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>; e-mail: epanarina@nestro.ru

Михаил Израилевич Кременецкий – д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; эксперт, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 4943-9249, <https://orcid.org/0000-0002-4042-3652>; e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Евгений Сергеевич Пахомов – руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень, Россия; SPIN-код: 7249-1678, <https://orcid.org/0009-0007-1218-3771>; e-mail: Eprakhomov.mag1@mail.ru

Поступила в редакцию 04.06.2024

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

The possibilities of field geophysical surveys for the diagnosis of horizontal wells with different types of completion*

M.V. Kolesnikov^{1,2}✉, E.P. Panarina^{2,3}, M.I. Kremenetsky^{4,5}, E.S. Pakhomov¹

1 – Gazprom Neft Group of Companies, Tyumen, Russia

2 – VNIIneft JSC, Moscow, Russia

3 – ZN NTC LLC, Moscow, Russia

4 – Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

5 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* Over the past decades, the design of production directional and horizontal wells has changed significantly. Currently, wells have a more complex trajectory, and their development control requires new approaches. Field geophysical surveys are an integral element of system control at any stage of the development of oil and gas fields. *Objective.* To systematize the experience of conducting field geophysical surveys in horizontal wells with different types of shanks. *Materials and methods.* Field geophysical surveys, which are included in both the standard and extended complexes, are designed to evaluate directly working sections of the studied geological objects, determine the inflow profile or intake capacity of production wells and establish the composition of the inflow with the allocation of the main phases. *Results.* The work shows the experience of conducting field geophysical surveys, and their informative possibilities depending on the type of horizontal completion of the well. The most informative research methods and technologies for studying an object with various layout variations are considered. The analysis of the influence of the complexities of the operation of low-permeability reservoirs and the choice of the optimal set of methods are carried out; recommendations on the optimal completion for horizontal wells are given. *Conclusions.* The obtained results will ensure the most cost-effective operation and the obtainment of more informative field geophysical survey results, which will allow to timely adjust well operation and conduct geological and technological measures.

Keywords: Achimov deposits, geophysical methods, horizontal wells, low-permeability reservoirs, field geophysical surveys, multiveloc flowmetry, thermometry of wells

Funding: the work received no funding.

For citation: Kolesnikov M.V., Panarina E.P., Kremenetsky M.I., Pakhomov E.S. The possibilities of field geophysical surveys for the diagnosis of horizontal wells with different types of completion. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 296–311. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

* The article is based on the report presented at the 13th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 16–17 April 2024, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia

✉ Mikhail V. Kolesnikov, e-mail: Kolesnikov.MV@gazprom-neft.ru

© Kolesnikov M.V., Panarina E.P., Kremenetsky M.I., Pakhomov E.S., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 1. *Fundamentals of Hydrodynamic and Geophysical Control of Development and Monitoring of Production*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 676 p. (In Russ.).
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022. Vol. 7, No. 1(23). P. 99–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. Ramazanov A.Sh., Islamov D.F. Analytical model of convective temperature recovery in a shut-in well. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2021. Vol. 7, No. 3(27). P. 25–40. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40>
4. Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 127–138. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
5. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Problems of field development control in the context of the “new economic policy”. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 87–99. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6>
6. Yarullin R.K., Valiullin R.A., Yarullin A.R., Gayazov M.S. Pat. RU 2751528 C1. Method for determining liquid flow rate in well. No. 2020138389; Appl. 23.11.2020; Publ. 14.07.2021. *Inventions. Utility Models*. 2021. Bull. No. 20. 8 p. (In Russ.).
7. Nagimov V.M., Lutfullin A.A., Karimov I.S. et al. Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement. *PROneft. Professionally about Oil*. 2023. Vol. 8, No. 1(27). P. 64–72. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>
8. Zakirov M.F., Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh. Influence of flooding of the productive interval on the distribution of the thermogram along the wellbore of the production well. *Herald of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2023. Vol. 47, No. 2(110). P. 24–33. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/1728-5283-2023-2-24-33>
9. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I., Kolesnikov M.V. et al. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance. *PROneft. Professionally about Oil*. 2021. Vol. 6, No. 4. P. 81–91. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>
10. Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M. et al. Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*, 26–29 October 2020. Paper SPE-201911-MS. <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

Information about the authors

Mikhail V. Kolesnikov – Postgraduate, VNIIneft JSC, Moscow, Russia; Expert, Gazprom Neft Group of Companies, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>; e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru

Ekaterina P. Panarina – Cand. Sci. (Eng.), Head of Direction, ZN NTC LLC, Moscow, Russia; Associate Professor, VNIIneft JSC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>; e-mail: epanarina@nestro.ru

Mikhail I. Kremenetsky – Dr. Sci. (Eng.), Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; Expert, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4042-3652>; e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Evgeniy S. Pakhomov – Project Manager, Gazprom Neft Group of Companies, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-1218-3771>; e-mail: Epakhomov.mag1@mail.ru

Received 04.06.2024