

## СТАЦИОНАРНЫЙ МОНИТОРИНГ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ КОНТРОЛЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ВОЗМОЖНОСТИ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

А.И. Ипатов<sup>1</sup>, М.И. Кременецкий<sup>1</sup>, И.С. Каешков<sup>1</sup>, А.В. Буянов<sup>2</sup>

1 – ООО «Газпром нефть НТЦ», 2 – РГУ нефти и газа

e-mail: IpatovAI@gazpromneft-ntc.ru

В настоящее время как в России, так и за рубежом происходит увеличение в структуре запасов нефти и газа доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В первую очередь это связано с началом введения в разработку месторождений со сложным геологическим строением и коллекторами anomalно низкой проницаемости (рис. 1).



Рис. 1. Особенности объектов трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) и решения по разработке

Это вызвало активный переход нефтяников и газовиков на технологии горизонтального и многоствольного бурения, многостадийного ГРП, одновременно-раздельной эксплуатации, «интеллектуального» заканчивания скважин, «цифровизации скважин» и др. Эта тенденция достаточно хорошо иллюстрируется данными компании «Газпром нефть» по современной динамике бурения эксплуатационных скважин (рис. 2).



Рис. 2. Динамика бурения эксплуатационных скважин за 2014–2017 гг. (данные компании «Газпром нефть»)

Параллельно растет объем исследований подобных объектов (рис. 3).

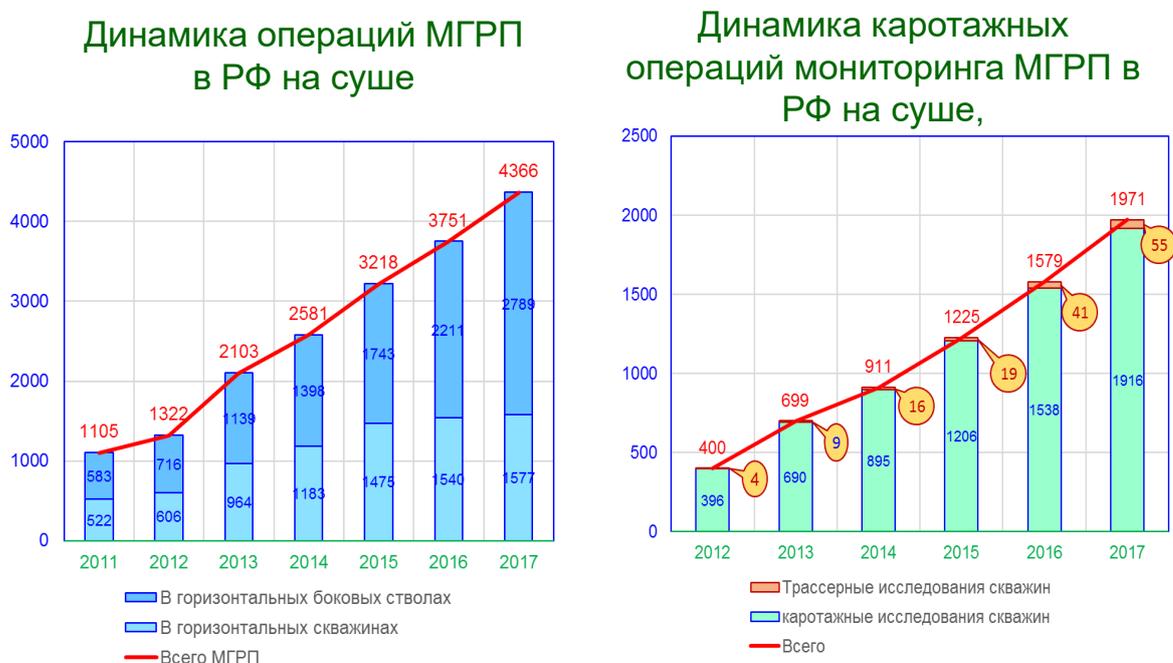


Рис. 3. Геофизический мониторинг скважин со сложным окончанием (данные компании «Газпром нефть»)

Это определило интерес инженеров и ученых к проблемам исследования и диагностики новых высокотехнологичных скважин, в том числе методами промышленно-геофизического и гидродинамического контроля разработки и мониторинга добычи, что способствовало более интенсивному внедрению более совершенных способов исследования скважин и технологий проведения измерений (рис. 4).



Рис. 4. Основные риски разработки ТРИЗ и задачи геофизического контроля

Одной из базовых тенденций развития современной системы промыслово-геофизического и гидродинамического контроля является переход от технологий единичных измерений к непрерывному мониторингу динамики промысловых и геофизических параметров. Это не в последнюю очередь связано с появлением и непрерывное совершенствование стационарных информационно-измерительных систем (СИИС) [1–3 и др.].

Впервые классификация глубинных СИИС была предложена авторами в работе [4], в настоящей работе приводится существенно переработанная классификационная схема (рис. 5).

Принципиальное значение в настоящей классификации имеет деление их на: точечные (в фиксируемых точках глубины) и распределенные (по стволу).

Среди точечных выделяют автономные, не обладающие возможностями «on-line» телеметрии данных на поверхность скважины, и дистанционные, имеющие возможности трансляции массивов результатов измерений на поверхность.

Среди распределенных систем особо выделяются точечно-распределенные, предполагающие размещение по длине ствола дискретных датчиков и систем, обеспечивающих практически непрерывную регистрацию по длине измеряемого параметра.

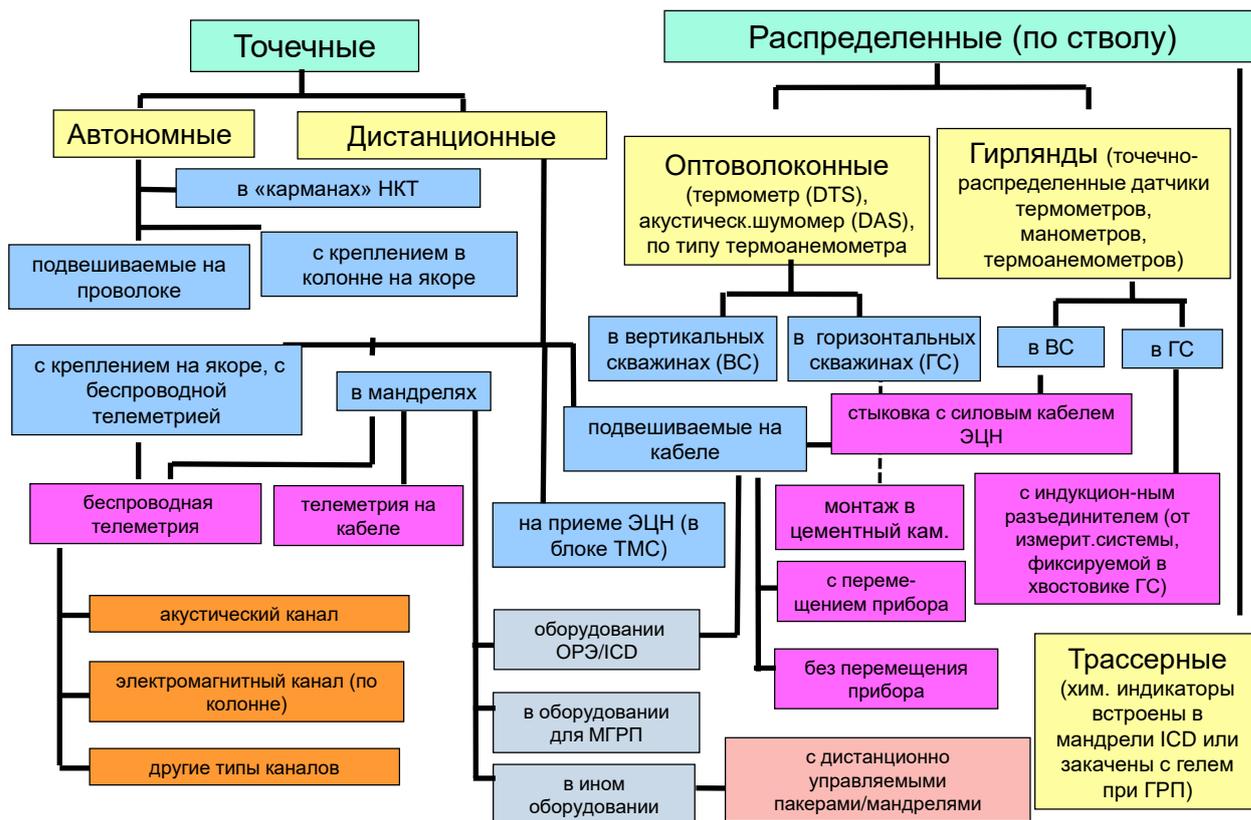


Рис. 5. Классификация глубинных стационарных информационно-измерительных систем

Диапазон применения подобных систем, их технологический уровень, а также спектр решаемых задач за последние годы существенно расширились. Среди основных задач СИИС в первую очередь необходимо упомянуть контроль давления на забое скважин механизированного фонда. При решении этой задачи на смену контролю динамических уровней в затрубном пространстве пришли экономичные датчики термоманометрической системы (ТМС), устанавливаемые на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) и работающие в режиме реального времени [5–9 и др.]. За короткий период они из средства телеметрического контроля технического состояния и режима работы насоса превратились в эффективный инструмент проведения гидродинамических и в какой-то степени – межскважинных исследований (ГДИС) [8–11 и др.].

Не менее значимым стало развитие технологий контроля разработки многопластовых объектов в вертикальных и наклонно направленных скважинах на основе систем перманентного мониторинга индивидуальных геофизических параметров совместно эксплуатируемых нефтяных пластов (как на основе подвешивания под ЭЦН на

геофизическом кабеле «гирлянд» датчиков либо установки в кровле каждого из перфорированных пластов стационарных геофизических датчиков, так и оборудования скважины байпасными системами типа «Y-Tool»).

Интерес именно к последнему из перечисленных выше решений связан с возможностью получения в процессе мониторинга разновременных профилей изменения по глубине геофизических параметров. Подобный способ измерений имеет неоспоримые преимущества по сравнению со стандартными промыслово-геофизическими исследованиями скважин механизированного фонда, поскольку позволяет проводить изменения на технологической депрессии. Но все же это дискретные исследования скважины, требующие специальной подготовки к каждому циклу проведения измерений.

Кардинально решить проблему долговременного стационарного мониторинга профилей геофизических параметров призваны СИИС, распределенные по стволу скважины. Среди подобных систем в настоящее время наиболее распространены и успешны оптоволоконные датчики температуры (DTS). Это связано не столько с тем, что идея распределенного измерения температуры оказалась легче всего реализуемой технически [12–14], но и с высокой результативностью долговременных измерений температуры распределенным по стволу скважины стационарным датчиком [12–17].

Метод термометрии оказался наиболее устойчивым к негативному влиянию сложных условий измерения в эксплуатационных скважинах. Кроме того, у скважинной термометрии есть информативный потенциал для определения интенсивности дифференциальных притоков. Более того, в условиях разработки ТРИЗ скважинами со сложными способами заканчивания термометрия обладает преимуществами перед методами расходомерии при количественной оценке профиля притока и приемистости за счет более высокой чувствительности и надежности.

Однако, для обеспечения требуемой результативности термических исследований (в первую очередь, снижения неоднозначности интерпретации термограмм из-за одновременного влияния на тепловое поле нескольких процессов) необходимо увеличение объема обрабатываемой информации, получаемой при широком спектре состояний скважины.

Не менее важно для успешного решения поставленной задачи создание и мониторинг температурных полей, характеризующихся существенной нестационарностью. При этом нужно также учитывать, что связанные с интенсивностью работы пластов

нестационарные процессы обычно непродолжительны. Их длительность нередко в разы меньше, чем время, необходимое для регистрации профиля температуры по стволу.

Технологические возможности распределенных датчиков температуры оказываются в данных условиях как нельзя кстати. Опыт использования подобных систем в отечественной нефтегазовой отрасли уже достаточно весомый. Тем не менее, обычно эти исследования проводятся в рамках опытно-промышленных работ. Результаты, уже озвученные специалистами российских добывающих и сервисных компаний, подтверждают высокий потенциал оптоволоконной термометрии как средства ведения не только разового, но и длительного геомониторинга.

Следует еще раз подчеркнуть, что оптимальными объектами подобных исследований, где преимущества данной технологии по критерию «цена–качество» неоспоримы, являются скважины со сложным заканчиванием (горизонтальные скважины (ГС), ГС с множественным гидроразрывом пласта, многоствольные ГС, в том числе пробуренные по технологии «fish bone»).

На рис. 6 представлена принципиальная схема перманентной СИИС на основе технологии DTS, использующей эффект отражения (рассеивания) от разных глубин светового сигнала. В ее основе – монтаж по всей длине ствола скважины оптоволоконной петли (или одиночного кабеля) и тестирование данного телеметрического канала импульсами светового потока с помощью лазера (или иного источника света).

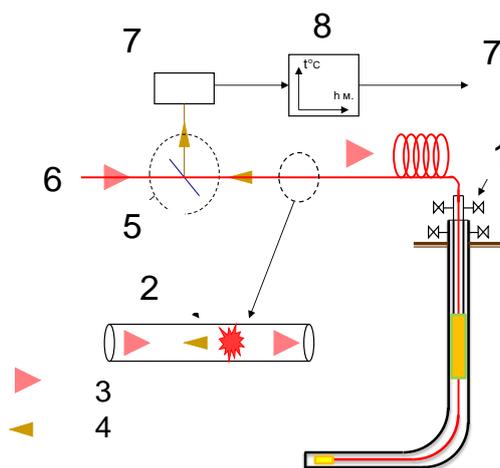


Рис. 6. Принципиальная схема термометрии скважин с применением распределенного оптоволоконного датчика температуры: 1 – устье скважины, 2 – оптическое волокно (ОВС), 3 – прямое лазерное излучение, 4 – эффект обратного излучения, 5 – блок оптической обработки обратного излучения, 6 – лазер, 7 – блок обработки сигнала обратного излучения, 8 – блок обработки и отображения информации

Оптическое волокно является одновременно как распределенным датчиком температуры, так и каналом передачи информации из ствола скважины на поверхность. Благодаря абсолютному преломлению луч света не выйдет за пределы оптоволоконного кабеля, а вследствие его термозависимости от внешней среды можно практически мгновенно получать информацию обо всем профиле температуры по всей длине ствола скважины без перемещения датчика.

Прибор-регистратор устанавливается на поверхности и включает в себя следующие блоки: лазерный излучатель, оптические спектральные фильтры и детекторы, специальное программное и математическое обеспечение. Оптоволоконный распределенный датчик температуры размещается непосредственно в стволе скважины. В качестве такого датчика может быть использован и геофизический кабель с вмонтированным в него оптическим волокном. Высокое качество пластиковой оболочки кабеля обеспечивают его надежное применение при работе с лубрикатом в скважинах, находящихся под давлением.

Если нефтяная скважина работает фонтанным способом или нужно проводить дистанционный перманентный распределенный термомониторинг в горизонтальной нагнетательной скважине, система доставки ОВС-кабеля может быть упрощена и выглядеть таким образом, как показано на рис. 7.

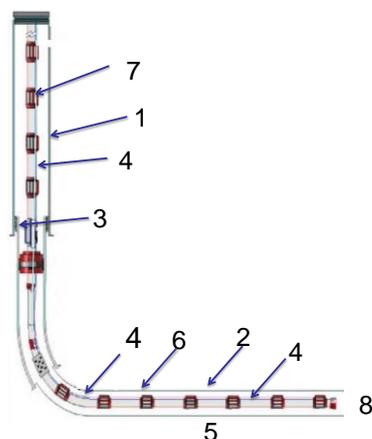


Рис. 7. Схема доставки оптоволоконного кабеля на забой горизонтальной фонтанной или нагнетательной скважины на трубах НКТ: 1 – вертикальная часть скважины (эксплуатационная колонна 178 мм), 2 – горизонтальная часть скважины (хвостовик 114 мм), 3 – трубы НКТ 73 мм, 4 – кабель с оптоволоконными и токопроводящими жилами, 5 – продолжение НКТ в ГС (переход на трубы 60 мм), 6 – крепление кабеля протекторами снаружи труб, 7 – крепление кабеля ОВС к НКТ клямсами (протекторами), 8 – башмак НКТ с контрольным геофизическим прибором

Если же требуется выполнять продолжительный распределенный термомониторинг в насосных скважинах (оборудованных ЭЦН), то обычно применяются более сложные схемы доставки кабеля в горизонтальное окончание, например, с помощью байпасной

системы с оборудованием «Y-Tool» (рис. 8) на ГНКТ или с помощью самодвигающегося устройства «well tractor», а также на жестком (самовыпрямляющемся) кабеле.

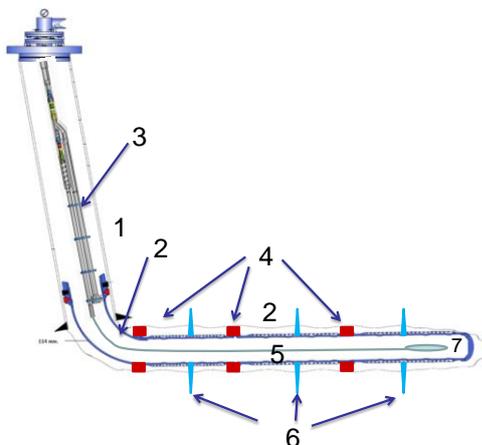


Рис. 8. Схема доставки оптоволоконного кабеля на забой горизонтальной насосной скважины через байпасное устройство «Y-Tool»: 1 – вертикальная часть скважины (эксплуатационная колонна 178 мм), 2 – горизонтальная часть скважины (хвостовик 114 мм по схеме заканчивания МГРП, то есть с разделением набухающими пакерами на отдельные интервалы/стадии), 3 – байпасное устройство «Y-Tool», 4 – набухающие пакеры, 5 – доставленный в ГС на ГНКТ (жестком кабеле или с помощью «well tractor») кабель с оптоволоконными и токопроводящими жилами, 6 – трещины многостадийного ГРП, 7 – контрольный геофизический прибор

В настоящее время разработаны и другие технологии доставки кабеля ОВС в ГС:

а) применение вместо стандартного ЭЦН насоса малого габарита, спускаемого в НКТ на грузонесущем кабеле;

б) применение специального кожуха (с внешней стороны ЭЦН), позволяющего подвешивать трубы НКТ ниже насоса и заводить их под собственным весом в горизонтальный ствол;

в) использование системы перевода ОВС-кабеля с внешней стороны НКТ во внутреннюю полость, где возможна доставка кабеля в носок путем «продувки» (способом поршневания) и др.

Проанализируем информативные возможности оптоволоконной термометрии на примере выполненного в компании «Газпром нефть» долговременного исследования фонтанирующей скважины. Предварительно рассмотрим результаты стандартных ПГИ, выполненные в данной скважине непосредственно перед ее оборудованием системой ОВС (рис. 9). Результаты исследований позволили выделить интервалы притока и работающие толщины, а по динамике заполнения ствола оценить состав притекающего флюида. Какую же дополнительную информацию может дать долговременный мониторинг температурного поля?

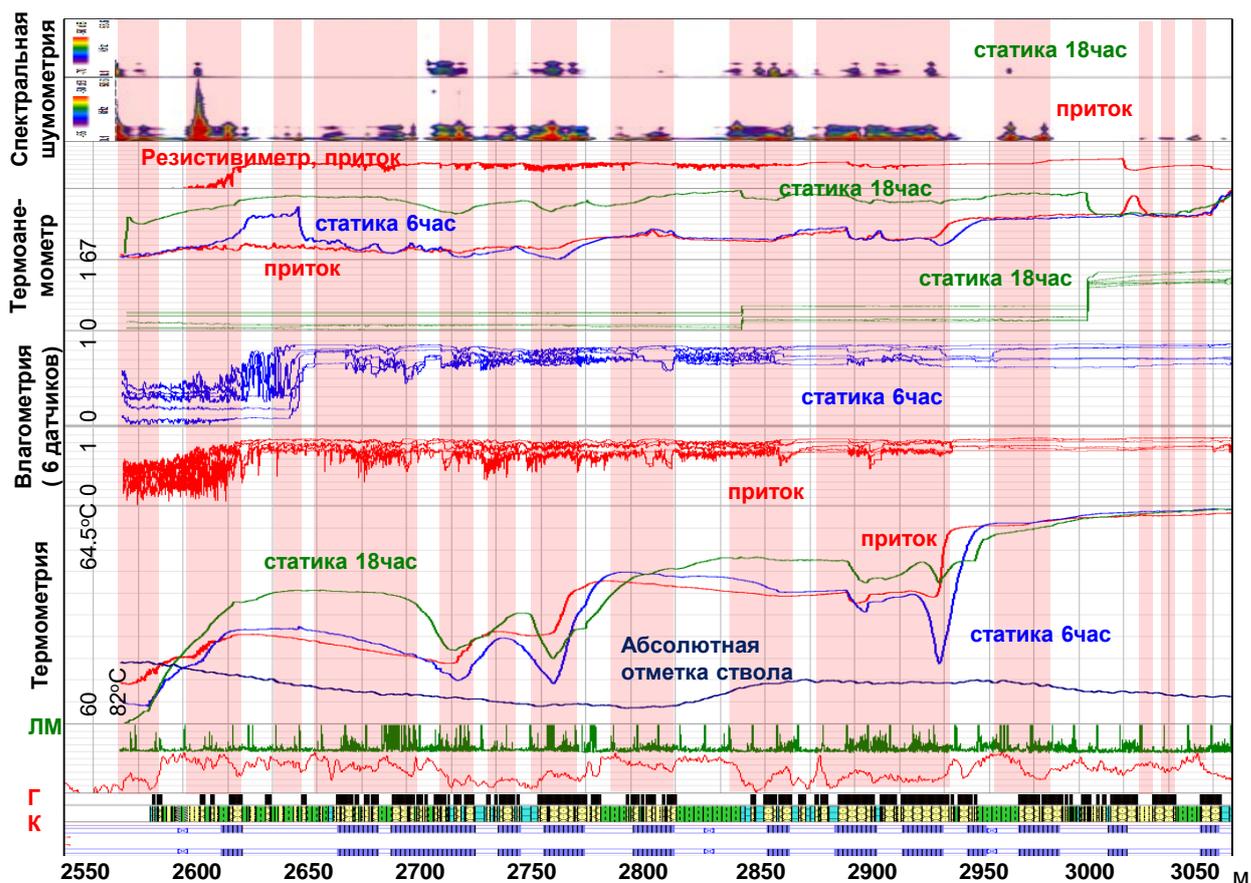


Рис. 9. Результаты цикла промыслово-геофизических исследований, выполненных в горизонтальной скважине; заливкой красного цвета выделены работающие толщины коллектора, диагностированные по комплексу методов ПГИ

Прежде всего мы можем дополнительно судить о динамике выработки пласта за длительный период эксплуатации скважины. Данную возможность иллюстрирует цветовая диаграмма на рис. 10, где динамика снижения температуры пластов в процессе их выработки отражена смещением окраски пластов в сторону «холодных» тонов.

На рис. 11, где сравниваются разновременные профили распределения температуры по длине ствола данной скважины за длительный период наблюдений динамика выработки пластов более наглядна. После запуска скважины на фоне сглаживания профиля температуры, связанных с предшествующей работой пластов, со временем начинают проявляться локальные аномалии, связанные с текущим притоком. Причем после длительной отработки проявляется как эффект дренирования основных толщин, так и подключения дополнительных.

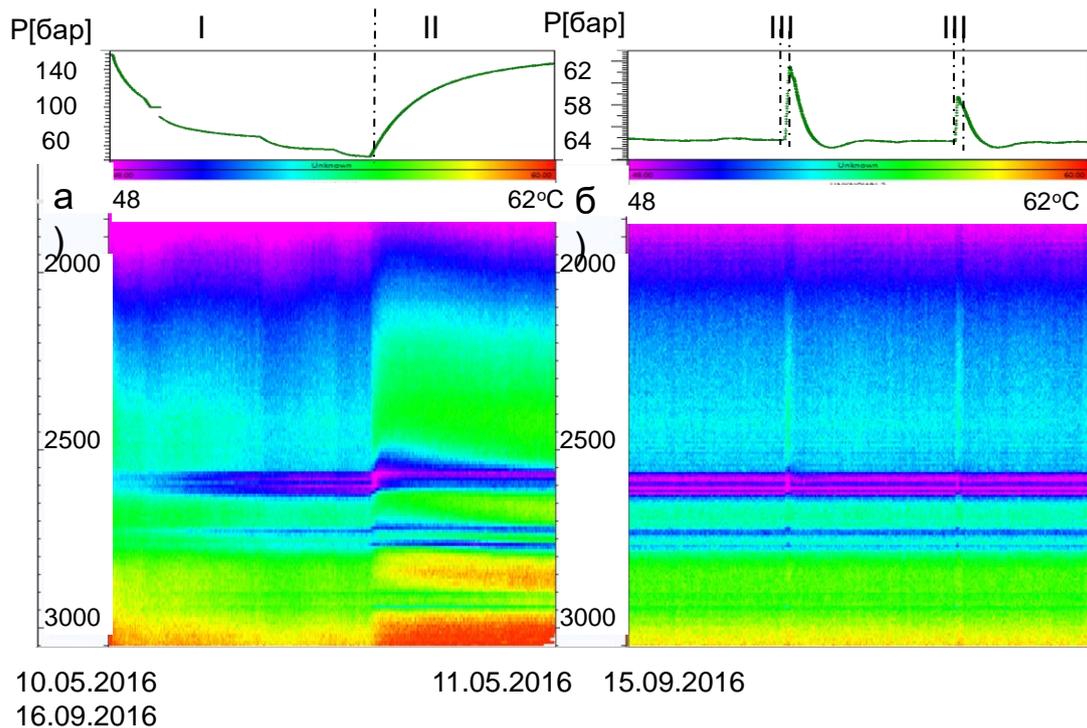


Рис. 10. Сопоставление двух циклов мониторинга температуры. Первый цикл (а) выполнен в начале периода исследований (16.06.2016) и включает интервалы работы скважины на нескольких штуцерах (I) и длительную остановку (II). В течение второго цикла (б), выполненного в конце периода исследований (19.10.2016), скважина эксплуатировалась на технологической депрессии с кратковременными остановками (III)

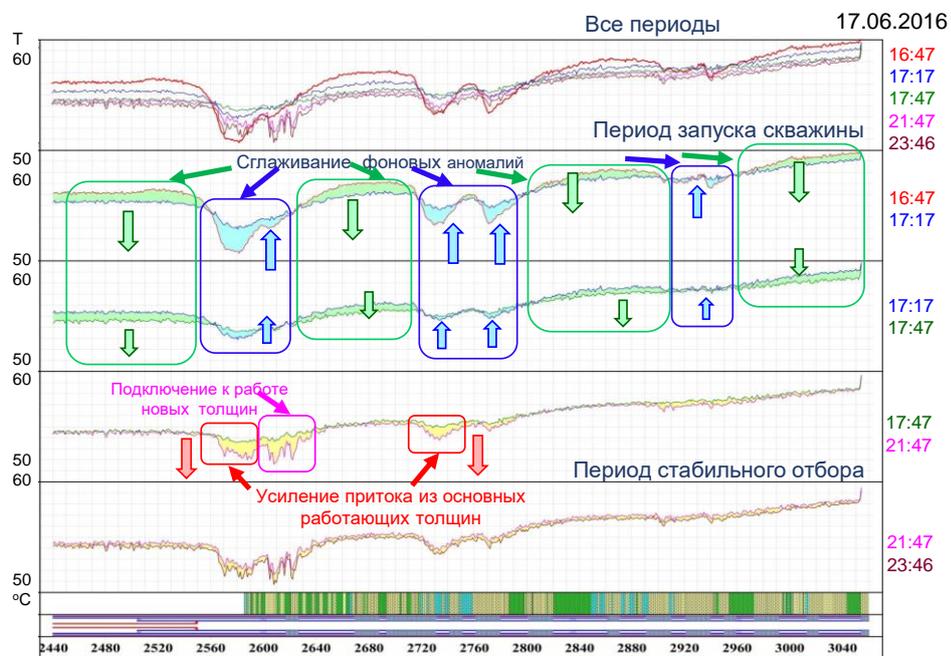


Рис. 11. Результаты мониторинга распределения температуры на участке горизонтального ствола при запуске скважины на отбор (пояснения в тексте), шифр кривых – время регистрации профиля температур (час:мин)

На основе анализа деформации фонового профиля температуры восходящим потоком жидкости в стволе непосредственно после запуска скважины возможна оценка доли локальных толщин в притоке (рис. 12) [16, 17].

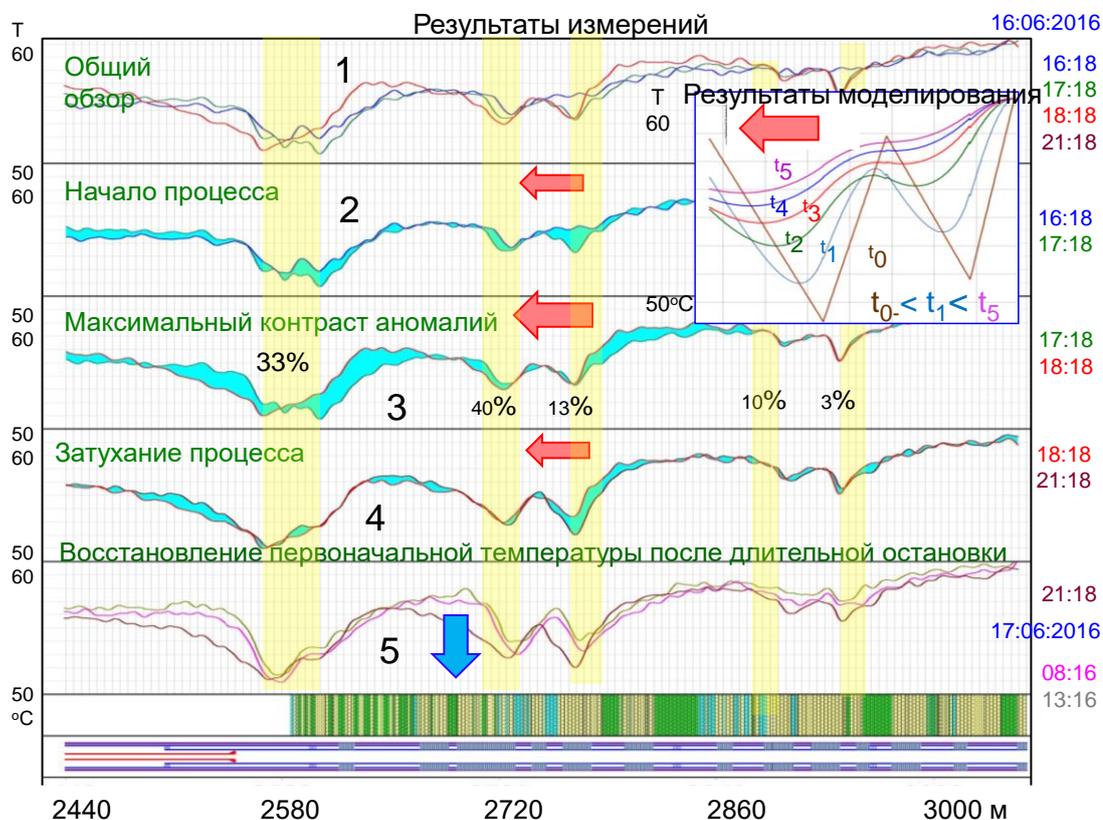


Рис. 12. Количественная оценка профиля притока по динамике аномалий в интервалах между работающими пластами при запуске скважины (пояснения в тексте), шифр кривых – время регистрации профиля температур (час:мин)

### Выводы

Стационарные информационные системы занимают все более существенное место в системе контроля разработки. Их роль особенно значима при мониторинге текущего состояния и динамики выработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами при сложных способах вскрытия пластов.

Распределенная оптоволоконная термометрия является эффективным методом контроля профиля притока и приемистости. Ее основные преимущества состоят в возможности обеспечить долговременный непрерывный мониторинг состояния пластов.

Не менее важные информативные возможности этого метода состоят в возможности изучения динамики быстротекущих переходных процессов, при диагностике

которых стандартная термометрия бессильна из-за очень большой продолжительности замеров.

При высоком контрасте фоновых и текущих аномалий термометрия обладает высоким информативным потенциалом при количественной оценке профилей притока и приемистости.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Barnes T.G., Kirkwood B.R.* Passbands for acoustic transmission in an idealized drill string // *J. Acoust. Soc. Amer.* 1972. Vol. 51, № 5. P. 1606–1608.
2. *Kremenetskiy M.I., Ipatov A.I., Gorodnov A.V., Chernoglazov V.N.* Permanent Downhole Production Monitoring & Well-testing of Commingled Production Reservoirs // Paper SPE 138049 prepared for presentation at the SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. Moscow, Russia. 26–28 October 2010. 5 p.
3. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.В.* и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // *Нефтяное хозяйство.* 2015. № 9. С. 68–72.
4. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая гидродинамика», 2010. 780 с.
5. *Ипатов А.И., Нуриев М.Ф., Белоус В.Б.* Информационная система мониторинга разработки нефтяных месторождений на базе стационарных контрольно-измерительных модулей. // *Нефтяное хозяйство.* 2009. № 10. С. 58–62.
6. *Белоус В.Б., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* и др. Новая технология мониторинга нефтяных скважин, эксплуатирующих совместно несколько пластов // *Нефтяное хозяйство.* 2006. № 12. С. 62–67.
7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мельников С.И.* и др. Опыт реализации технологии контроля притока и его состава на технологическом режиме отбора при ОРЭ // *Инженерная практика.* 2014. № 1. С. 42–47.
8. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Долговременный мониторинг промысловых параметров как знаковое направление развития современных ГДИС // *Инженерная практика.* 2012. № 9. С. 4–8.
9. *Ипатов А.И.* Мониторинг и регулирование разработки залежей с использованием ОРЭ и оборудования «smart well», адаптация систем ОРЭ к задачам по

контролю разработки // Инженерная практика. 2012. № 2. С. 16–25.

10. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 896 с.

11. *Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М.* и др. Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 106–109.

12. *Болдырева Н.М., Мельник В.А.* Промыслово-геофизические исследования и контроль динамики работы залежи в режиме реального времени с использованием оптоволоконного кабеля [Электронный ресурс] // Инженерная практика. 2016. № 7. – Режим доступа: <https://glavteh.ru> (Дата обращения 10.09.2018).

13. *Браун Дж., Рогачев Д.* Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков // Технологии ТЭК. 2005. № 1. С. 5–11.

14. *Каешков И.С., Буянов А.В., Фигура Е.П.* и др. Опыт эффективного мониторинга фонтанной горизонтальной нефтяной скважины с помощью распределенной оптоволоконной термометрии // НТВ «Каротажник». 2017. № 8(278). С. 34–50.

15. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Буянов А.В.* Промыслово-геофизический контроль эксплуатации горизонтальных скважин с помощью распределенных оптоволоконных стационарных измерительных систем // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 69–71.

16. *Кременецкий М.И., Каешков И.В., Солодянкин М.А., Фигура Е.В.* и др. Скрытый потенциал оптоволоконной термометрии при мониторинге профиля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2014. № 5. С.96–100.

17. *Ипатов А.М., Кременецкий М.И., Каешков И.С.* и др. Опыт применения распределенной оптоволоконной термометрии при мониторинге эксплуатации добывающих скважин в компании «Газпром нефть» // Рго нефть. Профессионально о нефти: Периодич. науч.-техн. журнал «Газпром нефти». 2017. Сентябрь. № 3(5). С.55–64.