



ДИАГНОСТИКА И ЛИКВИДАЦИЯ НЕЦЕЛЕВОЙ ЗАКАЧКИ И ДОБЫЧИ ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗРЕЛОГО ФОНДА ДЛЯ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

В.М. Нагимов^{1,*}, А.А. Лутфуллин², И.С. Каримов², И.Р. Мухлиев², А.В. Трусов¹

¹ООО «ТГТ Сервис», РФ, Казань

²ПАО «Татнефть», РФ, Альметьевск

Электронный адрес: vener.nagimov@tgtdiagnostics.com

Техническое состояние нефтяных и водонагнетательных скважин играет существенную роль в энергетическом балансе при разработке месторождений. Наиболее критично это проявляется на месторождениях зрелого фонда, когда разность пластовых давлений между целевыми и нецелевыми пластами становится значительной, увеличивая риск нарушения герметичности цементного камня, что может приводить к нецелевой закачке воды и падению добычи нефти. Прямым последствием таких нарушений является снижение эффективности поддержания энергии (пластового давления) целевого пласта и рентабельности добычи при поступлении нецелевой воды в добывающие скважины. Косвенным последствием является увеличение углеродного следа при разработке проблемных участков зрелого месторождения.

Цель. С целью повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ и снижения углеродного следа в работе представлены пути повышения информативности стандартного промыслово-геофизического комплекса для определения нецелевой добычи или закачки воды.

Материалы и методы. В составе предложенного расширенного промыслово-геофизического диагностического комплекса включены: а) метод пассивной спектральной акустики (в части измерений); б) количественная оценка профиля притока и приёмистости по данным термометрии на основе температурного моделирования (в части анализа данных).

Результаты. В работе представлены примеры проведенной диагностики расширенным промыслово-геофизическим комплексом с целью выявления причин нецелевой добычи и закачки воды, приведены сведения об устранении выявленных нарушений, а также выполнены оценки избыточного выброса CO₂ для каждого из приведенных примеров.

Заключение. Используемая диагностика позволяет оперативно и точно выявить причины нарушений, при использовании стандартного каротажа это в большинстве случаев затруднительно. Полученная информация позволила недропользователям значительно повысить эффективность производимых ремонтно-изоляционных работ.

Ключевые слова: промыслово-геофизическое исследование, нецелевая добыча и закачка воды, заколонное сообщение, снижение углеродного следа, температурное моделирование, пассивная спектральная акустика, спектральная шумометрия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарность: авторы благодарят Дмитрия Макарова, Ильфата Галлямова и Александра Свиридова, геофизиков-интерпретаторов геологического отдела компании TGT, за проведение интерпретации скважинных данных.

Для цитирования: Нагимов В.М., Лутфуллин А.А., Каримов И.С., Мухлиев И.Р., Трусов А.В. Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):64–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>

Статья поступила в редакцию 24.11.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

THROUGH-BARRIER DIAGNOSTICS OF THIEF INJECTION AND PRODUCTION ON MATURE FIELDS FOR CARBON FOOTPRINT IMPROVEMENT

Vener M. Nagimov^{1,*}, Azat A. Lutfullin², Ildar S. Karimov², Ilnur R. Mukhliev², Alexander V. Trusov¹

¹TGT Service LLC, RF, Kazan

²Tatneft PJSC, RF, Al'met'evsk

E-mail: vener.nagimov@tgtdiagnostics.com

Background. Injection and production wells integrity play a key role in energy balance throughout reservoir development especially in mature fields as it becomes challenging to pressure support depleted target reservoirs. A large differential pressure between target and untargeted zones tends to cement integrity

failure resulting thief injection and high water cut in oil production wells. This directly impacts water flooding efficiency, production efficiency and indirectly significantly increase carbon footprint during reservoir development of mature field.

Aim. To improve workover efficiency and carbon footprint decrease a way to enhance conventional diagnostics is presented in this work.

Materials and methods. A special approach of production logging called through-barrier diagnostics including passive spectral acoustics and temperature modelling for quantitative analysis of thief injection or production profile is described in this work.

Results. A number of through-barrier diagnostic cases revealing a true source of water in oil wells with high water cut and thief injection in water injectors are presented in the work as well as information on remedials for each case.

Conclusions. This work shows how through-barrier diagnostics helps operators to accurately allocate a reason of high water cut in oil production wells and thief injection geometry in injection wells unlike conventional diagnostics that can only detect water entering the wellbore. In presented cases, through-barrier diagnostics leads to a significant reduction in water volumes and CO₂ emissions, and increased field production.

Keywords: production logging, through-barrier diagnostics, thief injection remediation, high water cut reduction, carbon footprint reduction, temperature modelling, passive spectral acoustics

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgments: the authors would like to thank Dmitry Makarov, Alexander Sviridov and Ilfat Gallyamov, log analysts in the geoscience department in TGT, for interpreting the survey data.

For citation: Nagimov V.M., Lutfullin A.A., Karimov I.S., Mukhliev I.R., Trusov A.V. Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):64–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>

Manuscript received 24.11.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Ликвидация нецелевой добычи или закачки воды включает в себя четыре основных этапа: выявление проблемных участков (или единичных скважин), диагностика причин нецелевой добычи или закачки воды, проведение ремонтных работ, оценка эффективности проведенных ремонтных работ. Наиболее критичным является диагностика причин нецелевой добычи или закачки воды, так как от ее достоверности зависит выбор типа ремонтных работ и мероприятий. Данный этап чаще всего является наиболее дорогостоящим, так как предполагает как прямые затраты на проведение ремонтных работ, так и косвенные, связанные с остановкой работы скважины. Стандартные методы диагностики — промыслово-геофизические исследования (ПГИ) с применением термометрии и механической расходомерии — часто имеют ограничения по определению нецелевой добычи или закачки жидкости ввиду ограничений по глубинности исследований. В работе представлены предложения по использованию дополнительных методов измерений — пассивной спектральной акустики (спектральная шумометрия), температурного моделирования, комплексного анализа данных ПГИ, включающего анализ динамики давления. Это в совокупности значительно повышает достоверность определения

характера нецелевого заводнения и нецелевой добычи. Еще одним фактором, ограничивающим стандартные методы диагностики, является «тенденциозная» аналитика: скважинная термометрия как наиболее информативный метод стандартного геофизического комплекса, имеющий наибольшую глубину, используется в основном на качественном уровне. При этом количественные оценки нецелевой добычи или закачки воды на основе температурного моделирования могут дать недропользователю более полные и достоверные сведения для планирования ремонтных работ.

Нецелевая добыча и закачка ведет к значительному снижению рентабельности разработки, к тому же возрастает риск газонефтеводопроявлений (ГНВП) при бурении транзитных объектов, куда ведется нецелевая закачка. Косвенным последствием является увеличение углеродного следа при разработке проблемных участков зрелого месторождения: согласно международным оценкам [1], каждый кубометр закачанной нецелевой воды несет в себе от 6 до 15 кг избыточного выброса CO₂ (в зависимости от региона). Добыча нецелевого кубометра воды обходится еще дороже за счет необходимости дополнительных затрат энергии на гравитационный лифт воды в скважине. Для снижения углеродного следа при ликвидации нецелевой добычи или закачки воды

критичным является время самого цикла ликвидации: в случае, когда проведение ремонтных работ производится спустя значительное время (несколько лет), избыточный выброс CO_2 может быть значительным.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ПАССИВНОЙ СПЕКТРАЛЬНОЙ АКУСТИКИ И ТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЗВОЛИЛИ ЭФФЕКТИВНО ПРОВЕСТИ РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ И СНИЗИТЬ ОБВОДНЕННОСТЬ С 95 ДО 25 %.

КРАТКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ В ИНТЕРВАЛЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данной работе приведены примеры исследований и проведенных ремонтных работ на двух нагнетательных скважинах, пробуренных на пласты *a* и *b1* пашийского (D_1) и кыновского (D_0) горизонтов, а также на добывающей нефтяной скважине, пробуренной на отложения бобриковского горизонта. Толщина пластов *a* и *b1* на разрабатываемом участке составляет 3–5 и 2–4 м соответственно. Средняя пористость находится в диапазоне 18–20 %. Отложения бобриковского горизонта в рассматриваемом примере характеризуются средней пористостью около 17 % и вскрытой горизонтальной скважиной длиной около 50 м. Рассмотрены вертикальные, наклонные и горизонтальные скважины, имеющие цементированное окончание. Целевые пласты вскрыты перфорацией.

ОБЗОР ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В РАБОТЕ ТЕХНОЛОГИЙ

Помимо стандартного промыслово-геофизического комплекса в работах использована широкополосная пассивная спектральная акустика (спектральная шумометрия). Метод позволяет значительно повысить информативность промыслово-геофизических исследований по определению интервалов и характера нецелевых поглощений или добычи за счет высокой чувствительности. Характер нецелевых поглощений, в частности, точная геометрия движения флюида в заколонном пространстве по трещине авто-ГРП или нарушениям в цементном камне, имеет ключевое значение для успешности проводимых ремонтных работ по восстановлению герметичности цементного камня. Возможность такого рода диагностики, теоретические предпосылки и практические случаи приведены в работе [2]. Полное описание технологии

пассивной спектральной акустики приведены в работах [3, 4].

ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ

В рамках данной работы представлены типовые примеры по следующим скважинам:

- водонагнетательные скважины зрелого фонда, в которых по проведенному комплексу ПГИ выявлены интервалы, определен характер и оценены объемы нецелевой закачки флюида;
- добывающие вертикальная и горизонтальные скважины, в которых выявлены источники обводнения, а также рекомендованы интервалы ликвидации источников обводнения.

При анализе водонагнетательных скважин помимо определения интервалов нецелевой закачки флюида по данным пассивной спектральной акустики определен характер нецелевого поглощения (по заколонному перетоку или по трещине авто-ГРП), а также оценены объемы нецелевой закачки. Дополнительно по замеренным данным построены диаграммы кривых падения и роста давления в качестве дополнительного диагностического признака характера нецелевого поглощения.

В результате недропользователь скорректировал программы напрементов скважин, выполненные работы по ним позволили уменьшить долю непроизводительной закачки и осуществить на реагирующих добывающих скважинах более эффективную поддержку пластового давления, получив дополнительный прирост нефтепродукта. В добывающих скважинах проведенные ремонтные работы позволили полностью восстановить рентабельность добычи. Помимо прямых положительных эффектов эти мероприятия позволили снизить углеродный след, оценка которого содержится в приведенных примерах. Типовые схемы исследований в нагнетательных и добывающих скважинах состояли из замеров в фоновом, в режиме динамики и кратковременно остановленной скважине. При исследовании нагнетательных скважин подача жидкости производилась с водовода, что позволило максимально приблизить профиль приёмистости по тепловому и гидродинамическому режимам к технологическим параметрам. Вызов притока в добывающих скважинах производился компрессированием, для чего предварительно в скважины устанавливалась насосно-компрессорная труба с пусковыми муфтами для поддержания азотного лифта через затрубное пространство.

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

НА ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ Н1

Скважина Н1 Ромашкинского месторождения введена в эксплуатацию с 1997 года.

Скважина обсажена эксплуатационной колонной Ø168 мм, перфорированной в двух интервалах на пашийский горизонт. В среднем приемистость скважины составляла около 150 м³/сут. В предшествующий исследованиям период времени (около шести месяцев) наблюдалось слабое влияние данной скважины на соседние добывающие.

Проведённые промыслово-геофизические исследования на двух режимах нагнетания выявили нецелевую закачку (около 90 %) в нижележащие пласты через негерметичность эксплуатационной колонны. Наиболее очевидным свидетельством места нарушения является высокоамплитудный, локализованный по глубине, широкополосный сигнал на данных спектральной шумометрии

(рис. 1), а также данные термометрии в режиме закачки, свидетельствующие об основном поглощении воды в нижележащие нецелевые пласты. По результатам проведенных ремонтно-изоляционных работ (РИР) (в интервале негерметичности эксплуатационной колонны установлена цементная пробка) восстановлена приемистость целевой зоны и поддержка пластового давления на участке. Анализ динамики работы скважины с учетом проведенных ранее промыслово-геофизических исследований показал, что итоговый объем нецелевой закачки составил не менее 15 тыс. м³ воды (более 230 т избыточного потребления CO₂).

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ Д1

Вертикальная нефтедобывающая скважина Д1 закончена бурением в отложениях турнейского яруса. Скважина оборудована

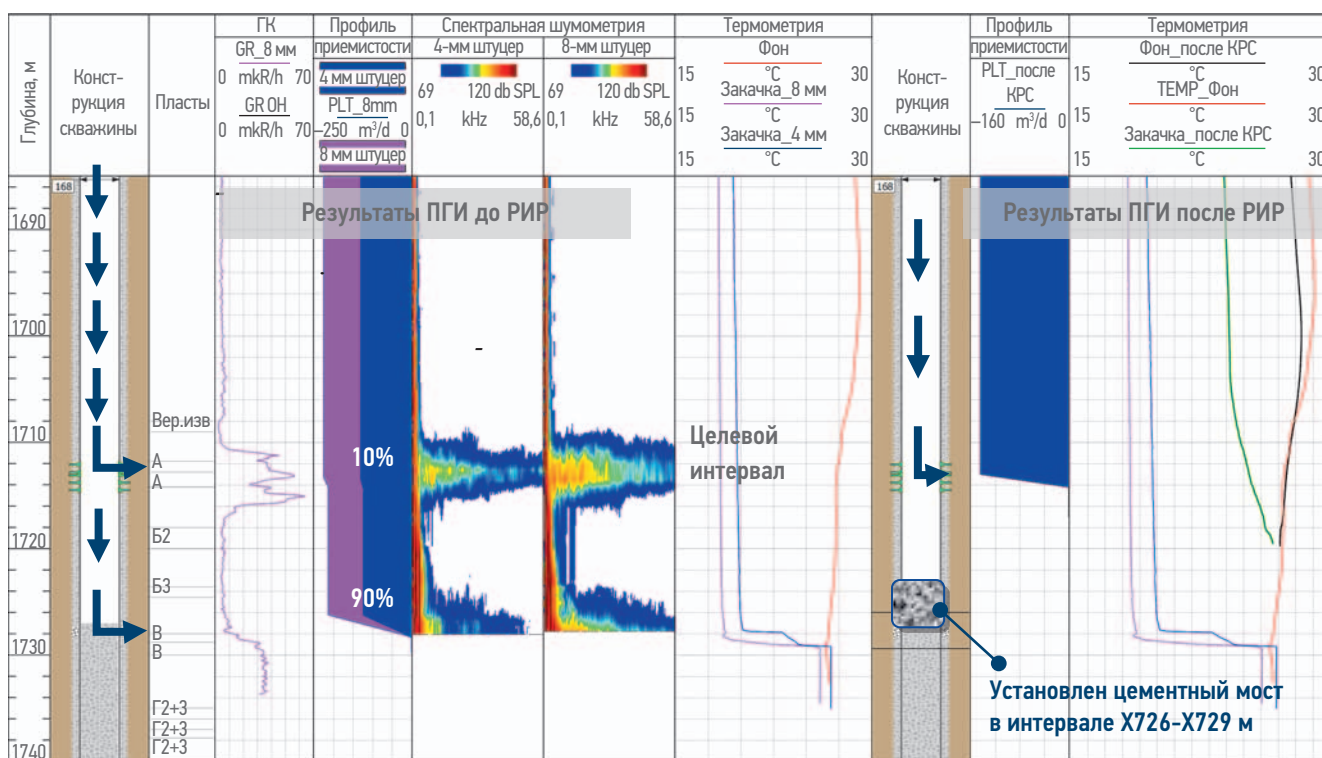


Рис. 1. Результаты промыслово-геофизических исследований на скважине Н1 до и после ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Составлено авторами

Трек №1 — ГК [мкР/ч]; Трек №2 — Профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут], синяя кривая — первый режим закачки (4-мм штуцер), розовая — второй режим закачки (8-мм штуцер); Трек №3 — Спектральная шумометрия на первом режиме закачки (4-мм штуцер) [dB]; Трек №4 — Спектральная шумометрия на втором режиме закачки (8-мм штуцер) [dB]; Трек №5 — Термометрия при ПГИ до проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) [°C]. Черная кривая — фоновый замер после КРС (капитальный ремонт скважины); Трек №6 — Профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии после проведенных ремонтно-изоляционных работ (РИР) [м³/сут]; Трек №7 — Термометрия при ПГИ после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) [°C]

Fig. 1. Through-Barrier diagnostics in injection well H1 before and after workover. Prepared by authors

Track №1 — GR [μR/h]; Track №2 — Total injection profile inside the well based on spinner [m³/day], blue curve — the first injection regime (4 mm choke), pink curve — the second injection regime (8 mm choke); Track №3 — Spectral Noise Logging on the first injection regime (4 mm choke) [dB]; Track №4 — Spectral Noise Logging on the second injection regime (8 mm choke) [dB]; Track №5 — Thermometry before workover [°C]; Track №6 — Total injection profile inside the well based on spinner after workover [m³/day]; Track No. 7 — Thermometry after workover [°C]. Black curve is baseline temperature after workover

эксплуатационной колонной Ø168 мм и цементированным хвостовиком Ø114 мм. С самого начала эксплуатации (около 8 месяцев) отмечается повышенная обводненность добываемого продукта (95–99 %). Проведенный расширенный комплекс промыслово-геофизических исследований выявил обширную заколонную циркуляцию воды с вышележащих нецелевых водонасыщенных интервалов (рис. 2), на что указывают интенсивные широкополосные сигналы на данных пассивной спектральной акустики в интервале вышележащих водонасыщенных пластов, а также интенсивные низкочастотные сигналы, связанные с движением воды по нарушениям в цементном камне к интервалам перфорации. Количественная оценка данных термометрии на основе термомоделирования свидетельствует об основном вкладе нецелевых зон (около 60 %), при этом вклад целевой зоны ограничивается 40 %. Приток воды из целевой зоны, вероятно, связан с длительным влиянием

заколонного перетока воды. Данные механической расходометрии (РГД) (левая колонка на рис. 2) выявили приток всего объема воды из верхней перфорации, не позволяя выявить истинный источник обводнения. Помимо основной зоны обводнения данные расширенного комплекса выявили негерметичность эксплуатационной колонны в вышележащих, приуроченных к башмаку технической колонны, водонасыщенных интервалах, однако вклад этого источника в общую обводненность по полученным оценкам невелик. Данные проведенных исследований позволили выявить зоны с наиболее интенсивной заколонной циркуляцией и определить интервалы для последующей ее ликвидации. По результатам проведенных ремонтных работ обводненность снизилась с 95 до 25 %, получена дополнительная добыча нефтепродуктов (рис. 3). Итоговый объем нецелевой добычи составил около 2600 м³ воды (около 0,4 т избыточного CO₂).

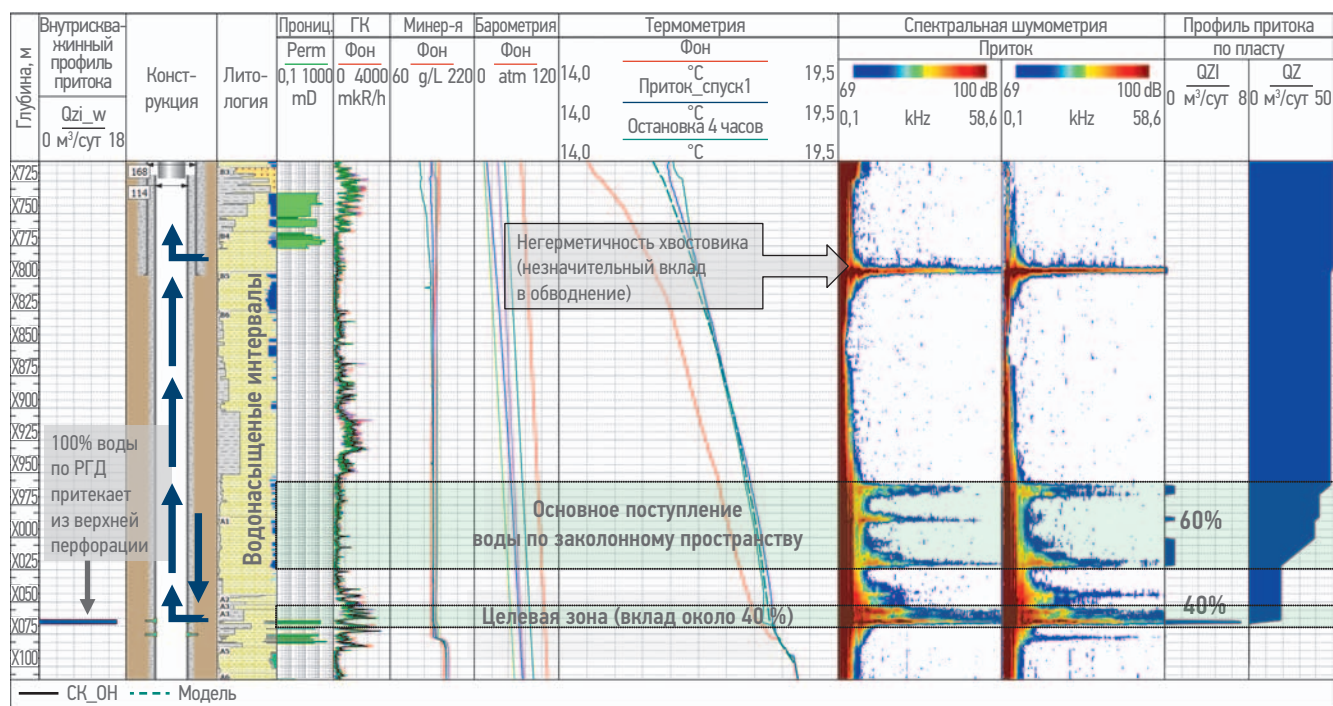


Рис. 2. Результаты промыслово-геофизических исследований на нефтедобывающей скважине Д1. Составлено авторами
Трек №1 — Дифференциальный профиль притока внутри скважины по данным механической расходометрии [м³/сут]; Трек №2 — Конструкция скважины с геометрией потока жидкости.; Трек №3 — Литология; Трек №4 — Проницаемость [мД]; Трек №5 — ГК [мкР/ч]; Трек №6 — Минерализация воды в скважине [г/л]; Трек №7 — Барометрия [атм]; Трек №8 — Термометрия при ПГИ [°C]. Красная кривая — фоновый замер, синяя — замер в режиме притока, зеленая — в остановленном режиме после 4 ч, пунктирная — модельная кривая термометрии по результатам термомоделирования; Трек №9 и 10 — Спектральная шумометрия в режиме притока и после сравнения [дБ]; Трек №11 — Дифференциальный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]; Трек №12 — Интегральный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]

Fig. 2. Through-Barrier diagnostics in oil producer D1. Prepared by authors

Track №1 — Differential inflow profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №2 — well sketch with fluid flow geometry.; Track №3 — Lithology; Track №4 — Permeability [mD]; Track №5 — GK [μR/h]; Track № 6 — Water mineralization [g/l]; Track №7 — Barometry [atm]; Track №8 — Thermometry during the survey [°C]. The red curve is the background measurement, the blue curve is the measurement in the inflow mode, the green one is transient regime after 4 h of shut-in, the dotted line is the modelled temperature based on temperature modelling ; Tracks №9 & №10 — Spectral Noise Logging in Inflow and Transient [dB]; Track №11 — Differential inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]; Track №12 — Total inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]

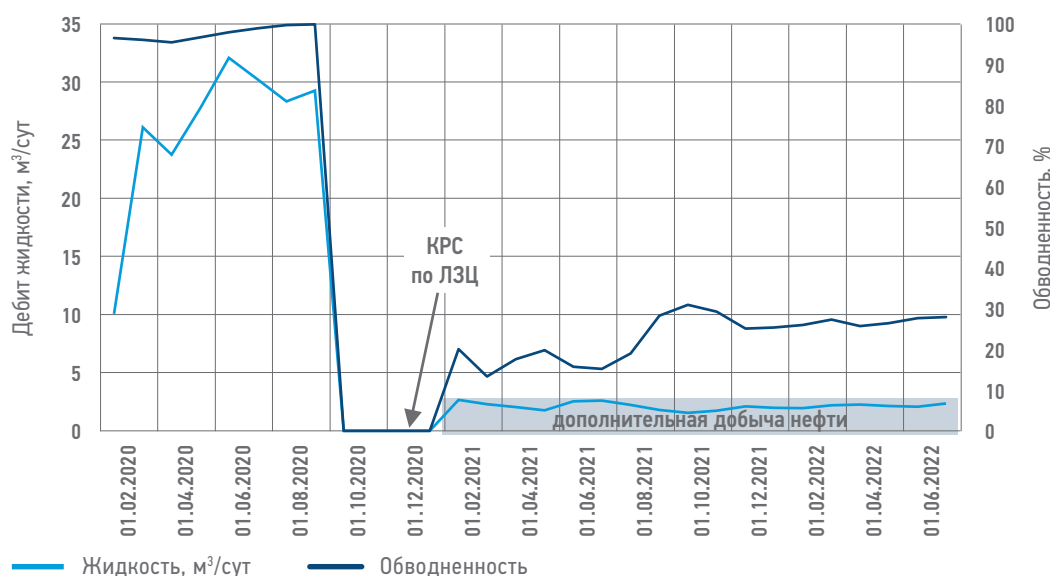


Рис. 3. Динамика работы скважины Д1 после проведенных ремонтно-изоляционных работ.
ЛЗЦ — ликвидация заколонной циркуляции. Подготовлено авторами

Fig. 3. Production history plot of production well D1 after workover. Prepared by authors

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

НА ВОДОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ Н2

Вертикальная скважина Н2 пробурена введена в эксплуатацию в 1996 г. Эксплуатируется как нагнетательная одновременно на кыновский и пашийский горизонты. В последние годы отмечалось слабое влияние на поддерживаемые геологические объекты соседних нефтедобывающих скважин. Проведенный расширенный комплекс ПГИ выявил значительное поглощение за колонной в нижележащие нецелевые пласты. Приёмистость вскрытых целевых объектов кыновского и пашийского горизонтов оценена как несущественная. Однако для должного планирования ремонтно-изоляционных работ необходимо выявить характер заколонного сообщения: по нарушениям в цементном камне или по трещине авто-ГРП, которое могло сформироваться вследствие колюматации целевых зон и превышения давления гидроразрыва. Согласно данным пассивной спектральной акустики (рис. 4) в интервале глинистой перемычки ниже целевого пласта отмечается интенсивный широкополосный сигнал, характерный для турбулентного движения флюида по трещине авто-ГРП. На наличие трещины авто-ГРП также указывает увеличение гидропроводности на цикле закачки по сравнению с циклом остановки при анализе изменения давления в скважине, что свидетельствует о приобщении дополнительных толщин за счет трещины авто-ГРП. По результатам проведенных исследований в скважину было спущено оборудование

одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) с последующим ограничением закачки на нижний целевой объект. За короткий период времени (2–3 недели) удалось добиться существенного влияния на соседние добывающие скважины, повысив рост продукции и снизив обводненность: на ближайшей добывающей скважине добыча нефти увеличилась до 15 т/сут при этом снижение обводненности составило около 7 %. В среднем рост добычи на соседних добывающих скважинах составил около 4 т/сут. По результатам анализа динамики скважины Н2 объем нецелевой закачки составил более 5 тыс. м³ воды (более 0,75 т избыточного CO₂).

ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ Д2 БГС

Боковой горизонтальный ствол (БГС) скважины Д2 был пробурен в 2018 году на пласт бобриковского горизонта и обсажен сцементированной колонной Ø 102 мм с фильтром. На этапе освоения обводненность составляла 99 %, при этом, согласно каротажу в открытом стволе, уверенно диагностировалось нефтенасыщение. Проведенные стандартные промыслово-геофизические исследования (термометрия и механическая расходомерия) не выявили однозначно источников обводнения.

- По результатам проведенных исследований расширенного промыслово-геофизического каротажа выявлено обширное (более 200 м) заколонное сообщение с вышележащими водонасыщенными

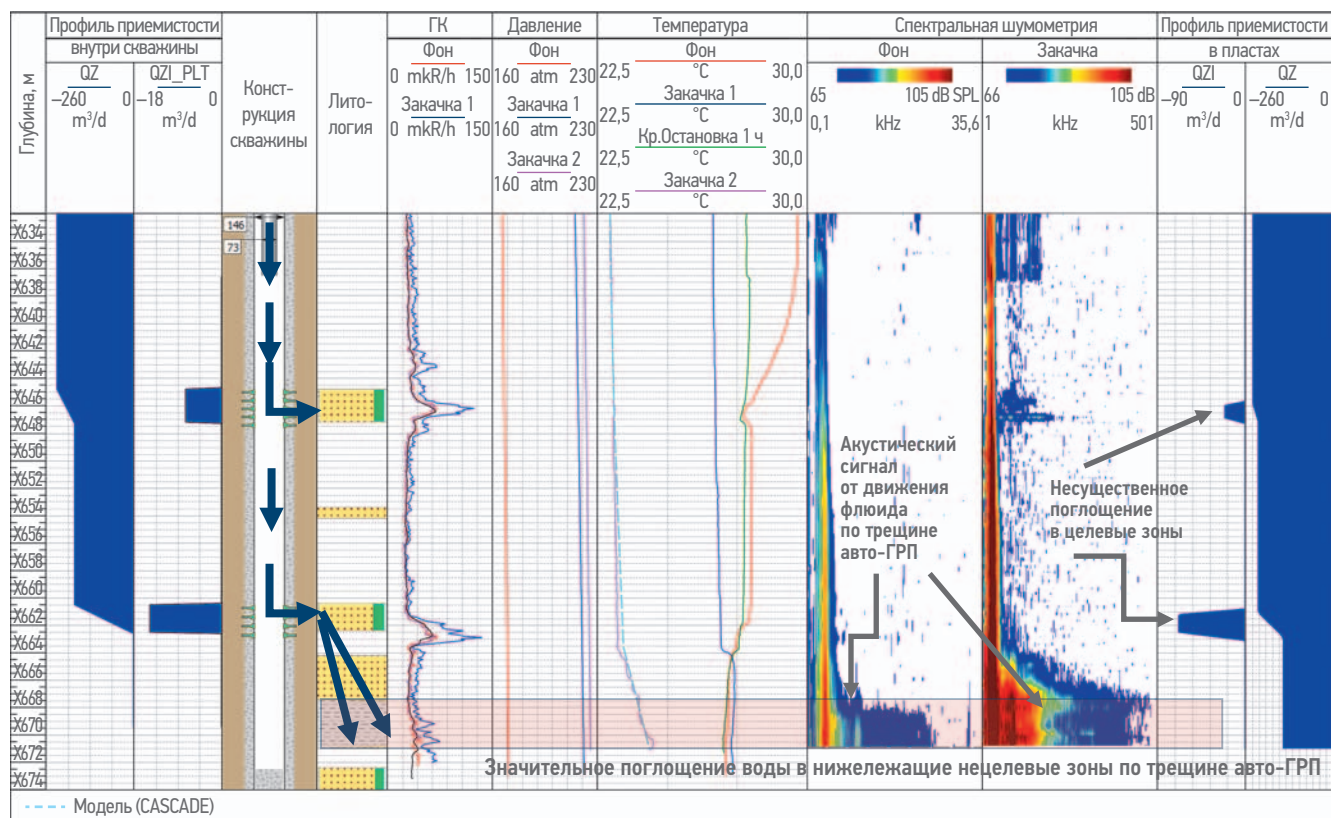


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований на водонагнетательной скважине H2. Составлено авторами
Трек №1 — Интегральный профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №2 — Дифференциальный профиль приемистости внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №3 — Конструкция скважины с геометрией потока жидкости.; Трек №4 — Литология; Трек №5 — ГК [мкР/ч]; Трек №6 — Барометрия [атм]; Трек №7 — Термометрия при ПГИ [°C]. Красная кривая — фоновый замер, синяя — замер в режиме закачки со штуцером, розовая — замер в режиме закачки без штуцера, зеленая — в остановленном режиме после 1 ч, пунктирная — модельная кривая термометрии по результатам термомоделирования; Трек №8 и 9 — Спектральная шумометрия в фоновом и в режиме закачки без штуцера [dB]; Трек №10 — Дифференциальный профиль приемистости по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]; Трек №11 — Интегральный профиль приемистости по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]

пластами через нарушения в цементном камне (рис. 5), на что указывают интенсивные высокочастотные акустические сигналы в интервале водонасыщенных пластов и низкочастотные сигналы выше интервалов перфорации. При этом данные плотности цемента (4-я колонка, рис. 5) указывают на достаточную плотность цемента в водонасыщенных интервалах, но невысокую плотность цемента ниже нецелевых зон. Вероятно, цементаж в водонасыщенных интервалах происходил в условиях образования микроканалов, что стало следствием нарушения его герметичности. Данные стандартного комплекса (две левые колонки, рис. 5) выявили поступления всей воды из интервалов перфорации. Оперативное проведение

ремонтно-изоляционных работ в рамках этапа освоения позволили снизить обводненность со 99 до 40 %.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлены результаты проведенных исследований на нефтедобывающих и нагнетательных скважинах расширенным комплексом промыслово-геофизических исследований, в состав которых включены такие методы, как пассивная спектральная акустика и температурное моделирование для количественной оценки объема нецелевой добычи или поглощений. Полученные результаты позволили недропользователю повысить эффективность заводнения, восстановить

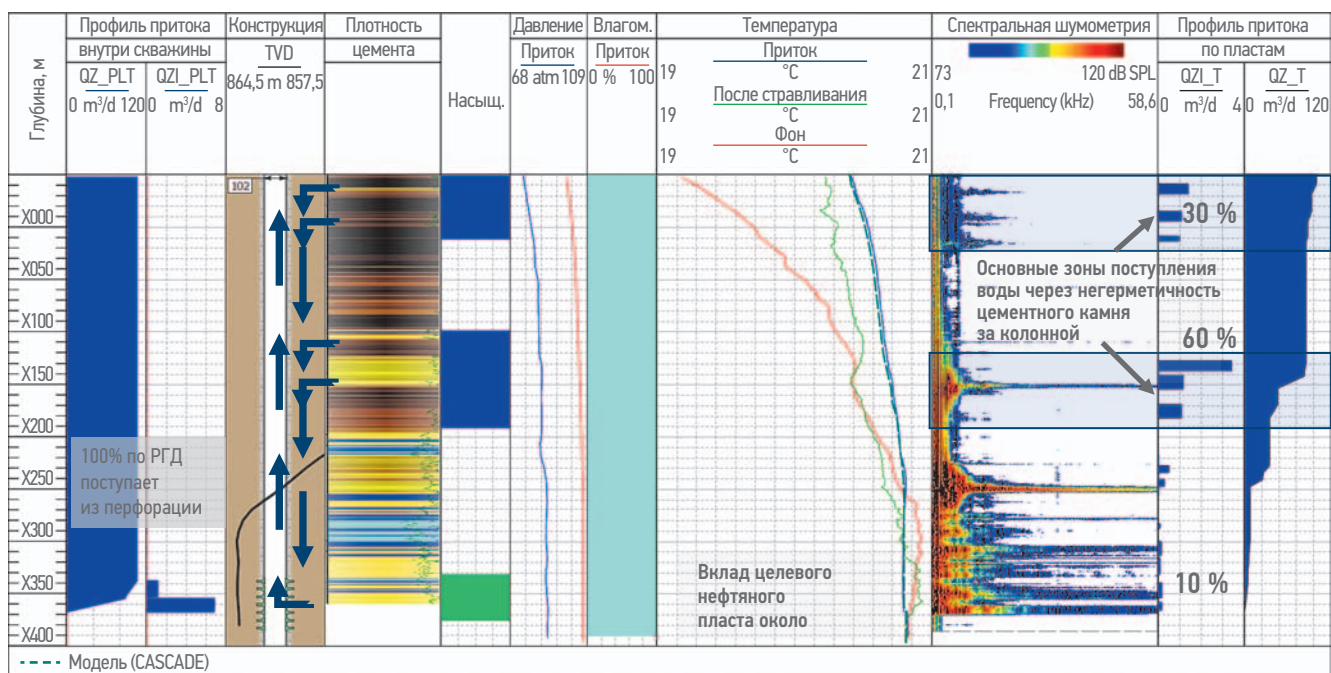


Рис. 5. Результаты промыслово-геофизических исследований на горизонтальной нефтедобывающей скважине D2. Составлено авторами
Трек №1 — Интегральный профиль притока внутри скважины по данным механической расходомерии [м³/сут]; Трек №2 — Дифференциальный профиль притока внутри скважины по данным механической расходомерии [м²/сут]; Трек №3 — конструкция скважины с геометрией потока жидкости.; Трек №4 — карта плотности цемента; Трек №5 — Насыщение: синяя заливка — преимущественно вода, зеленая заливка — преимущественно нефть; Трек №6 — Барометрия [атм]; Трек №7 — Влажометрия: голубая заливка — вода; Трек №8 — Термометрия при ПГИ [°C]. Красная кривая — фоновый замер, синяя — замер в режиме притока, зеленая — замер после стравливания, пунктирная — модельная кривая термометрии по результатам термомоделирования; Трек №9 — Спектральная шумометрия в режиме притока [дБ]; Трек №10 — Дифференциальный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]; Трек №11 — Интегральный профиль притока по работающим интервалам пласта за колонной по результатам термомоделирования [м³/сут]

Fig. 5. Through-Barrier diagnostics in oil producer D2. Prepared by authors

Track №1 — Total flow profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №2 — Differential flow profile inside the well according to spinner data [m³/day]; Track №3 — Well sketch with fluid flow geometry.; Track №4 — Cement map; Track №5 — Saturation: blue — water, green — oil; Track №6 — Pressure data [atm]; Track №7 — Water holdup: blue — water.; Track №8 — Thermometry [°C]. The red curve is the background measurement, the blue curve is the measurement in the inflow mode, the green one is after bleed-off, the dotted line is the modelled temperature based on temperature modelling; Tracks №9 — Spectral Noise Logging in Inflow [dB]; Track №10 — Differential inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]; Track №11 — Total inflow profile in active reservoir units based on temperature modelling [m³/day]

рентабельность добычи и уменьшить углеродный след:

- Нефтедобывающая скважина Д1: обводненность снижена с 95 до 25 %. Итоговый объем нецелевой добычи составил около 2600 м³ воды (около 0,4 т избыточного CO₂).
- Водонагнетательная скважина Н1: за короткий период времени (2–3 недели) удалось добиться существенного влияния на соседние добывающие скважины. На ближайшей добывающей скважине добыча нефти увеличилась до 15 т/сут при этом снижение обводненности

составило около 7 %. Рост добычи на соседних добывающих скважинах составил в среднем около 4 т/сут. Объем нецелевой закачки составил более 5 тыс. м³ воды (более 0,75 т избыточного CO₂). Нецелевая закачка посредством авто-ГРП ограничена введением ОРЗ.

- Горизонтальная (БГС) нефтедобывающая скважина Д2: обводненность снижена с 99 до 40 %. Объем нецелевой добычи незначителен ввиду оперативного (сразу после бурения и освоения) проведения ремонтно-изоляционных работ.

Список литературы

1. Tgt [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://tgtiagnostics.com/decarbonise-page/water-management/>
2. Doszhan Yeleussinov et al. Vertical Fracture Monitoring by Multi-Rate Through-Barrier Diagnostics // SPE-207067, paper was prepared for presentation at the SPE Annual Caspian Technical Conference scheduled to be held virtually on 5–7 Oct 2021. P. 4.
3. Асланян А.М. и др. Мониторинг и прогноз изменения мультифазного профиля притока по данным расширенного комплекса ПГИ в процессе эксплуатации горизонтальных скважин нефтяных оторочек // SPE-191560, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 22–24 октября 2018. С. 6.
4. Kanyukov R, Grishin D, Nikitin R, Aslanyan A. et al. An Integrated Approach to the Integrity Diagnostics of Underground Gas Storage Wells // SPE-188656-MS was presented at ADIPEC in Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. P. 5.

References

1. Tgt [Electronic resource]. — Access: <https://tgtiagnostics.com/decarbonise-page/water-management/>
2. Doszhan Yeleussinov et al. Vertical Fracture Monitoring by Multi-Rate Through-Barrier Diagnostics. SPE-207067, paper was prepared for presentation at the SPE Annual Caspian Technical Conference scheduled to be held virtually on 5–7 Oct 2021.
3. Aslanyan I. et al. Water Source Identification and Inflow Profile Determination in Horizontal Wells after Multistage Hydraulic Fracturing Using Passive Location Method and Temperature Modelling. SPE-191560-MS, SPE Russian Petroleum Technology Conference. — 2018. P. 6. <https://doi.org/10.2118/191560-18RPTC-MS>
4. Kantyukov R., Grishin D., Nikitin R., Aslanyan A. et al. An Integrated Approach to the Integrity Diagnostics of Underground Gas Storage Wells // SPE-188656-MS was presented at ADIPEC in Abu Dhabi, UAE, 13–16 November 2017. P. 5.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.М. Нагимов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Лутфуллин — разработал общую концепцию статьи и утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.С. Каримов — подготовил текст статьи и рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Р. Мухлиев — подготовил текст статьи и рисунки и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Трусов — подготовил текст статьи, утвердил итоговую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vener M. Nagimov — developed the article general concept, prepared the text and pictures and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Azat A. Lutfullin — developed the article general concept, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ildar S. Karimov — prepared the text and pictures and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Ilnur R. Mukhliev — prepared the text and pictures of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander V. Trusov — prepared the text of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Венер Морисович Нагимов* — кандидат технических наук, эксперт геологического отдела, ООО «ТГТ Сервис»
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, д. 59/1.
e-mail: vener.nagimov@tgtiagnostics.com

Азат Абузарович Лутфуллин — кандидат технических наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Ильдар Сиринович Каримов — начальник Управления ГТМ СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.
e-mail: karimovis@tatneft.ru

Ильдар Рашитович Мухлиев — начальник отдела планирования и геологического сопровождения бурения — заместитель начальника Управления ГТМ СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»
423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75.
e-mail: MuhlievIR@tatneft.ru

Александр Валерьевич Трусов — менеджер по продажам ООО «ТГТ Сервис»
420108, Россия, г. Казань, ул. Магистральная, д. 59/1.
e-mail: alexander.trusov@tgtiagnostics.com

Vener M. Nagimov* — Cand. Sci. (Techn.), Expert of the Geological Department, TGT Service LLC
59, Magistralnaya str., 420108, Kazan, Russia.
e-mail: vener.nagimov@tgtiagnostics.com

Azat A. Lutfullin — Cand. Sci. (Techn.), Deputy head of the Field Development Department in Tatneft
75, Lenina str., 423450, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: LutfullinAA@tatneft.ru

Ildar S. Karimov — Head of the Department of Geological and Technical Operations in Tatneft
75, Lenina str., 423450, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: karimovis@tatneft.ru

Ilnur R. Mukhliev — Head of the Planning and Drilling Geological Support Department in Tatneft
75, Lenina str., 423450, Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, Russia.
e-mail: MuhlievIR@tatneft.ru

Alexander V. Trusov — Technical sales manager in TGT Service LLC
59, Magistralnaya str., 420108, Kazan, Russia.
e-mail: alexander.trusov@tgtiagnostics.com

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author