



© М.В. Колесников,
Е.П. Панарина, 2024



ПРИМЕНЕНИЕ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АЧИМОВСКИХ ОБЪЕКТАХ ДЛЯ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ РАЗРАБОТКИ¹

М.В. Колесников^{1,*}, Е.П. Панарина^{2,3}

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

²АО «ВНИИнефть», РФ, Москва

³ООО «ЗН НТЦ», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Зачастую при разработке ачимовских (Ач) отложений достичь производительности скважин, соответствующей расчетным показателям, не всегда возможно из-за особенностей геологического строения залежей. Одним из обязательных условий рентабельной эксплуатации является практически повсеместное проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП). Как показывает практика, не всегда удается корректно спрогнозировать распространение трещин ГРП; установить, при каких давлениях происходит схлопывание трещин; какой тоннаж проппанта лучше использовать для получения промышленного притока и что необходимо учитывать при моделировании, чтобы избежать объединения систем трещин в группе пластов ачимовских толщ.

Цель: оценить эффективность и возможности промыслово-геофизических (ПГИ) методов и их информативность при анализе ГРП в ачимовских (Ач) отложениях.

Материалы и методы. В работе рассмотрены примеры исследований вертикальных скважин (ВС) с ГРП и горизонтальных скважин (ГС) с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Результаты. При изучении данных исследований ВС установлено, что трещины ГРП могут иметь высокие полудлины по простиранию, что необходимо учитывать при моделировании ачимовских объектов, так как в результате они могут подключать значительные неперфорированные интервалы коллекторов. Также по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в ВС по рассматриваемой в статье технологии существует возможность делать оценку высоты трещин. Для подбора максимально информативной технологии и комплексов при планировании исследований в ГС необходимо учитывать, какие трещины ГРП, продольные или поперечные, создаются при ГРП.

Выводы. Даны рекомендации по планированию исследований в ГС с МГРП с учетом результатов ВС. Выявлены предпосылки к оценке возможного подключения нецелевых пачек после ГРП. На стадии оценки объектов Ач рекомендуется использовать подход с анализом поведения трещин в ВС, который показан в статье, не только для понимания профиля притока, но и для распространения (оценки высоты и вероятности связи между пачками) трещин ГРП. Предложено при проведении ГРП на объектах Ач предусмотреть актуальную компоновку заканчивания ГС с разделяющими пакерами и регулируемыми клапанами для упрощения проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Ключевые слова: ачимовские отложения, трещина гидроразрыва, горизонтальные скважины, низкопроницаемые коллекторы, промыслово-геофизические исследования, шумометрия, «меченый» проппант

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Колесников М.В., Панарина Е.П. Применение промыслово-геофизических исследований на ачимовских объектах для решения актуальных задач разработки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):61–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-61-72>

Статья поступила в редакцию 02.09.2024

Принята к публикации 27.10.2024

Опубликована 27.12.2024

APPLICATION OF FIELD AND GEOPHYSICAL RESEARCH AT ACHIMOV FACILITIES TO SOLVE URGENT DEVELOPMENT TASKS

Mikhail V. Kolesnikov^{1,*}, Ekaterina P. Panarina^{2,3}

¹Gazprom нефть company group, RF, Tyumen

²JSC "VNIIneft", RF, Moscow

³LLC "ZN NTC", RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Often, when developing Achimov (Ah) deposits, it is very difficult to achieve well productivity corresponding to the calculated indicators, due to the peculiarities of the geological structure of the deposit itself. One of the prerequisites for cost-effective operation is the almost universal hydraulic fracturing (FRACKING). Accordingly, there are difficulties in understanding the propagation of fracturing cracks; at what pressures cracks

¹ Статья написана по материалам доклада на 6-й научно-практической конференции «Горизонтальные скважины 2024».

collapse occurs; what tonnage of proppant to use to obtain industrial inflow, while avoiding the unification of crack systems in the Achimov strata group.

Aim. The aim of the work is to understand the behavior of field-geophysical (PGI) methods and their informativeness in analyzing the efficiency of hydraulic fracturing in Achimov deposits.

Materials and methods. Examples of vertical wells (VS) with hydraulic fracturing and horizontal wells (GS) with multistage hydraulic fracturing (MGRP) are considered for analysis.

Results. When considering the material, the data from the SUN studies show that cracks can have high half-lengths along the strike, which must be taken into account when modeling such objects, since as a result we can connect non-perforated thicknesses and the actual productivity will be higher than predicted. Also, according to the results of PGI in the sun, according to the technology considered in the article, it is possible to estimate the height of cracks. To select the most informative technology and complexes when planning research in GS, it is necessary to understand the longitudinal or transverse cracks created during hydraulic fracturing.

Conclusions. Recommendations are given on the planning of research in GS with MGRP, taking into account the results of the VS, and ideas about the possible connection of bundles after hydraulic fracturing have also appeared. It is recommended to carry out the research approach considered in the article at all Ac facilities at the assessment stage, not only to understand the inflow profile, but also the propagation (assessment of height and connection between bundles) of fractures created by hydraulic fracturing. It is proposed, when conducting hydraulic fracturing in the Ac, to provide an up-to-date arrangement of the completion of the HS with separating packers and control valves to simplify the conduct of geological and technical measures (GTM).

Keywords: Achimov deposits, hydraulic fracturing crack, horizontal wells, low-permeability reservoirs, field and geophysical studies, noise measurement, "labeled" proppant

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Kolesnikov M.V., Panarina E.P. Application of field and geophysical research at Achimov facilities to solve urgent development tasks. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):61–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-61-72>

Manuscript received 02.09.2024

Accepted 27.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Основным объектом исследований данной работы являются нефтяные низкопроницаемые ачимовские пласты (группы Ач), которые имеют сложное геологические строение

детально изучить залежь и своевременно выбрать стратегию дальнейшего ввода в эксплуатацию.

РЕЗУЛЬТАТЫ НАБЛЮДЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Изначально рассмотрим исследования, выполненные в наклонно-направленной скважине, максимальный угол которой не превышает 35°. В скважине проведено три исследования на низкопроницаемые объекты: Ач₇² и Ач₇¹ (Кпр = 0,1 мД); Ач₆ (Кпр = 0,175 мД) и Ач₅² (Кпр = 0,1 мД).

Перед испытанием каждого объекта для оценки прохождения и направления закачиваемой жидкости выполняли ГРП с закачкой меченого проппанта.

В табл. 1 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП первого объекта (пласта Ач₇²):

После окончания тестового ГРП в скважине провели ПГИ (рис. 1). Комплекс проведен по следующей технологии: фон (окно 8, красная кривая), закачка жидкости (в объеме 1 тонна) и серия замеров термометрии в остановленной скважине через 5; 8,5; 12,25 и 14 ч.

Анализируя значительные аномалии охлаждения по результатам ПГИ, высота трещины

ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ПРИ АНАЛИЗЕ ГРП В АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
РАССМОТРЕНЫ ПРИМЕРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫХ
СКВАЖИН С ГРП И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА.

и в основном разрабатываются с применением ГРП. Задачей данной работы является анализ поведения промыслово-геофизических методов [1] и их информативность при анализе эффективности гидравлического разрыва пласта, которые позволяют более

Таблица 1. План/факт проведения ГРП
Table 1. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	50	30
Полудлина трещины, м	97,2	54,7
Высота, м	30,4	26

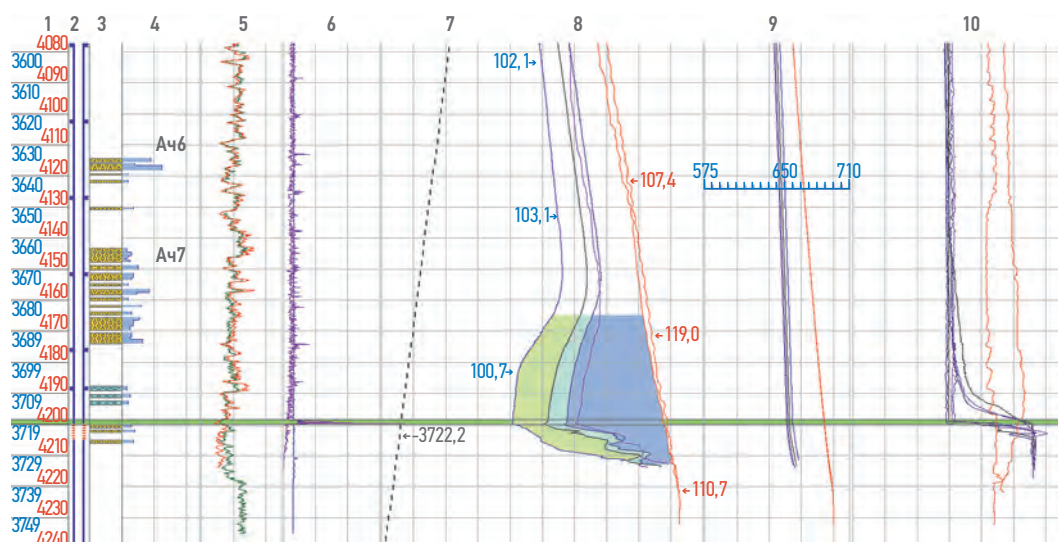


Рис. 1. Определение интервалов охлаждения после проведенного тестового ГРП на пласт Ач₇² (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость по результатам интерпретации геофизических исследований скважин; 5 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 6 — магнитный локатор муфт; 7 — траектория ствола; 8 — разновременная термометрия; 9 — барометрия; 10 — одноканальная влагометрия). Составлено авторами

Fig. 1. Determination of cooling intervals after a test hydraulic fracturing on the Ach7-2 formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — RIGIS permeability, 5 — GC binding curves (gamma logging), 6 — magnetic coupling locator, 7 — trunk trajectory, 8 — multi-time thermometry, 9 — barometry, 10 — single-sensor moisture measurement). Compiled by the authors

ГРП составляет порядка 40–50 м, тем самым подтверждая представленные расчеты моделирования (табл. 1).

Оптимальным для оценки высоты трещины ГРП являются сопоставления замеров до и после проведения основного ГРП. При анализе полученных данных (рис. 2) с прибора импульсной нейтрон-гамма-спектрометрии (прибор RST (reservoir saturation tool) — разработка Шлюмберже) признаки наличия «меченого» проппанта определяют на глубине 4176,9 м. Это позволяет уверенно говорить об отсутствии прохождения задавленной жидкости ГРП выше указанной глубины. Отсутствие проппанта между перфорацией и вышерасположенными коллекторами подтверждает ранее проведенную оценку по РИГИС.

После проведения основного ГРП и оценки распространения «меченого» проппанта скважину запустили на факел. После отработки провели ПГИ (рис. 3) по следующей технологии: фон до ГРП (окно 6, красная кривая), режим фонтанирования (окно 6, фиолетовая кривая) и серия замеров термометрии в остановленной скважине через 0,5, 3 и 12 часов. По результату выполненного исследования выявлены активные интервалы пласта Ач₇². Выше перфорации, по термометрии наблюдается аномалия охлаждения (до глубины 4172 м), связанная с ранее проведенным ГРП, а также с движением флюида, что подтверждается замерами

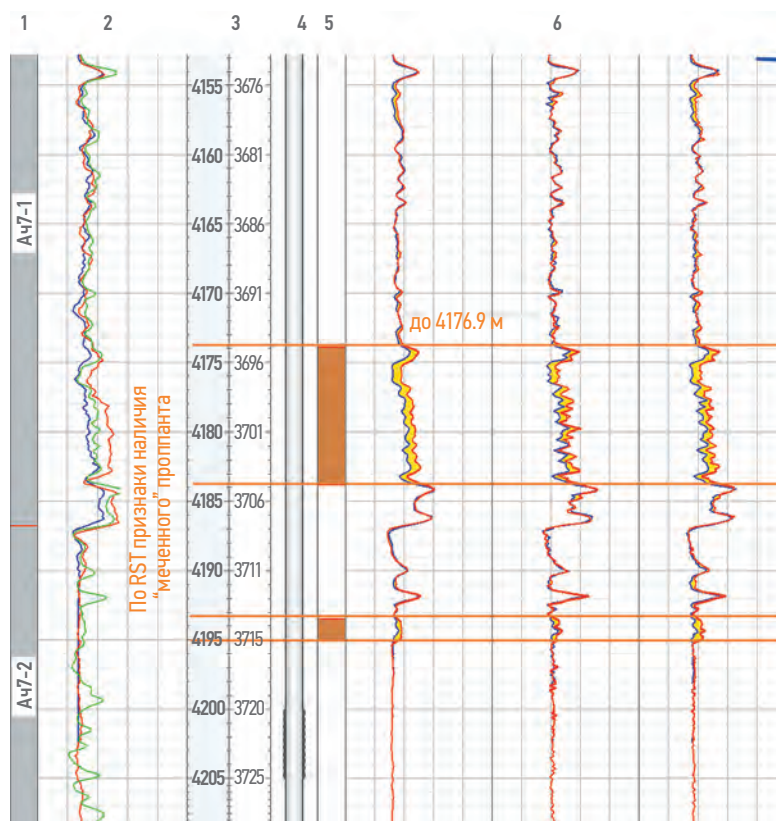


Рис. 2. Сопоставление замеров RST до и после ГРП с маркированным проппантом на пласт Ач₇² (колонки: 1 — стратиграфия; 2 — гамма-каротаж (фоновый и привязочный); 3 — глубина; 4 — конструкция скважины; 5 — высота трещины; 6 — серия замеров термометрии до и после ГРП). Составлено авторами

Fig. 2. Comparison of RST measurements before and after hydraulic fracturing with a marked proppant on the Ach7-2 formation (1 — stratigraphy, 2 — gamma logging (background and reference), 3 — depth, 4 — well design, 5 — crack height, 6 — a series of thermometry measurements before and after hydraulic fracturing).

Compiled by the authors

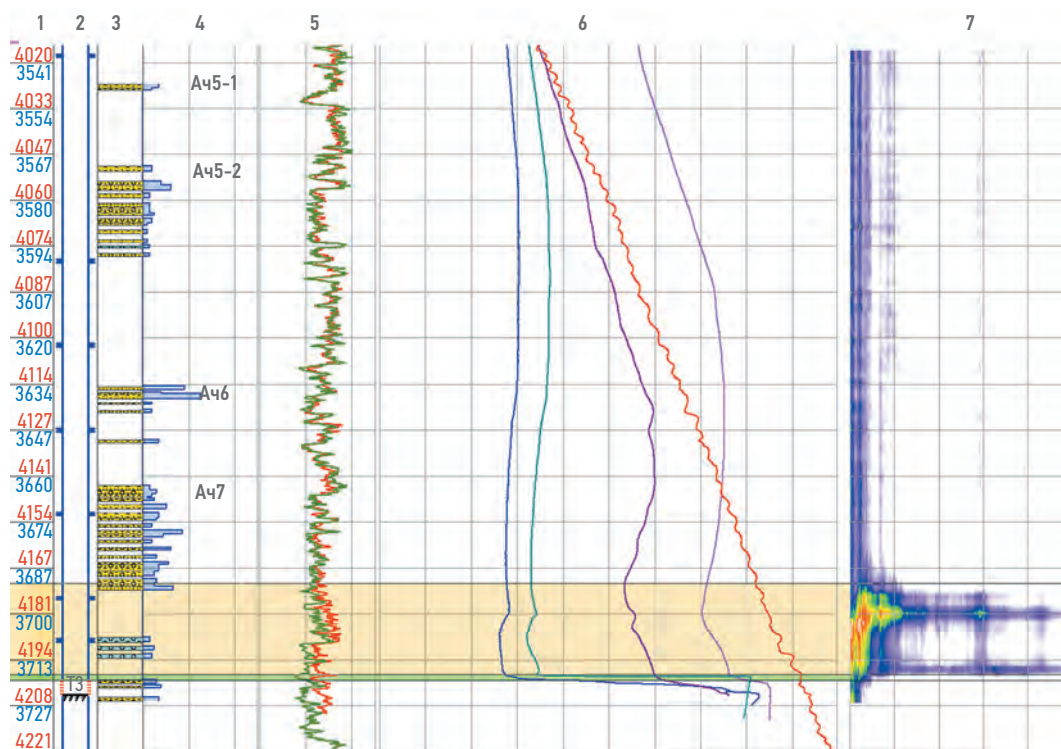


Рис. 3. Определение работающих толщин по ПГИ в интервале пласта Ach₇ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 6 — разновременная термометрия; 7 — спектральная шумометрия). Составлено авторами

Fig. 3. Determination of working thicknesses according to PGI in the range of the Ach₇-2 formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — GC reference curves (gamma logging), 6 — time thermometry, 7 — spectral noise measurement). Compiled by the authors

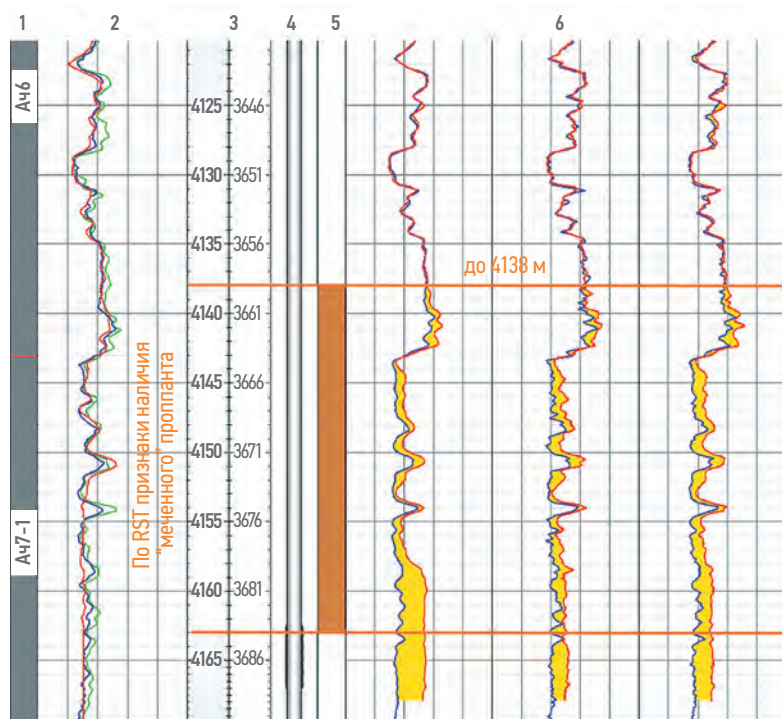


Рис. 4. Сопоставление замеров RST до и после ГРП с маркированным проппантом на пласт Ach₇¹ (колонки: 1 — пласты; 2 — гамма-каротаж (фоновый и привязочный); 3 — глубина; 4 — конструкция скважины; 5 — высота трещины; 6 — серия замеров термометрии до и после ГРП). Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of RST measurements before and after hydraulic fracturing with marked proppant on the Ach₇-1 formation (1 — stratigraphy, 2 — gamma logging (background and reference), 3 — depth, 4 — well design, 5 — crack height, 6 — a series of thermometry measurements before and after hydraulic fracturing). Compiled by the authors

шумометрии (окно 7), оценённая как движение флюида по трещине ГРП. По результатам ПГИ подтверждены ранее выявленные аномалии охлаждения и прохождения «меченого» проппанта выше неперфорированного коллектора.

В табл. 2 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП второго объекта (пласта Ach₇¹).

Для данной пачки также проводился анализ данных RST (рис. 4). По результатам исследований верхняя граница развития трещины определена на глубине 4138 м, уверенных признаков ее развития выше этой отметки не наблюдается.

Определить нижнюю границу развития трещины не удалось из-за невозможности проходки прибора ниже глубины 4163 м. Радиус исследования RST составляет до 20 см, поэтому в пределах зоны исследования «меченый» проппант может находиться как в за- колонном пространстве, так и в пласте.

После замеров RST, перед выполнением комплекса ПГИ (рис. 5) скважину закрыли в накопление, затем запустили на штуцере 8 мм. Комплекс ПГИ провели уже по ранее рассмотренной технологии: фонтанирование (окно 6, фиолетовая кривая) и серия замеров

термометрии в остановленной скважине через 0,5; 3 и 6 ч.

Ниже глубины 4164,2 м (без учета точки записи прибора в 2,2 м) геофизическое оборудование не спускалось (зумпф составил 4,4 м). Приток получен через перфорированные коллектора пласта $A_{ч7}^1$ в интервале 4156,5–4160,2 м, нижняя граница притока не оценивалась, исследованиями не охвачена, в зумпфовой части наблюдается расхождение кривых, связанное с наличием неоднородного состава. Также наблюдается движение по заколонному пространству сверху с глубины 4152 м из неперфорированных коллекторов. В притоке вода с углеводородом (УВ). В остановленной скважине уровень на глубине 2870 м; раздел сред УВ на глубине 3046,5 м (с глубины 2870 до 3046,5 м флюид плотностью 0,41 г/см³; ниже ствол скважины заполнен флюидом средней плотностью 0,67 г/см³).

После изучения коллекторских свойств пластов $A_{ч7}^2$ и $A_{ч7}^1$ и распространения трещины после проведения ГРП перешли на вышележащий пласт $A_{ч6}$, выполнив перфорацию коллектора в интервале 4115–4120 м.

В табл. 3 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП третьего объекта (пласта $A_{ч6}$):

На рис. 6 представлен планшет с результатами ПГИ после тестового ГРП. Комплекс проведен по следующей технологии: фон до ГРП

Таблица 2. План/факт проведения ГРП
Table 2. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	75	75
Полудлина трещины, м	85,1	151,1
Высота, м	29,7	32,3

Таблица 3. План/факт проведения ГРП
Table 3. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	75	23
Полудлина трещины, м	96,3	84,1
Высота, м	19,9	26

(окно 5, красная кривая), закачка жидкости (в объеме 1 тонна) и серия замеров термометрии в остановленной скважине через 4; 5; 8 и 9 ч. Максимальная глубина прохождения прибора 4155,1 м (без учета точки записи прибора в 2,2 м). По данным термометрии отмечается аномалия охлаждения в интервале 4098–4143 м.

После тестового и основного ГРП провели исследования по регистрации распространения маркированного проппанта оборудованием RST (рис. 7) признаки наличия «меченого» проппанта отмечаются в интервале глубин 4054–4152,8 м, уверенных признаков развития трещины ГРП выше 4054 м не наблюдается. Нижняя граница развития

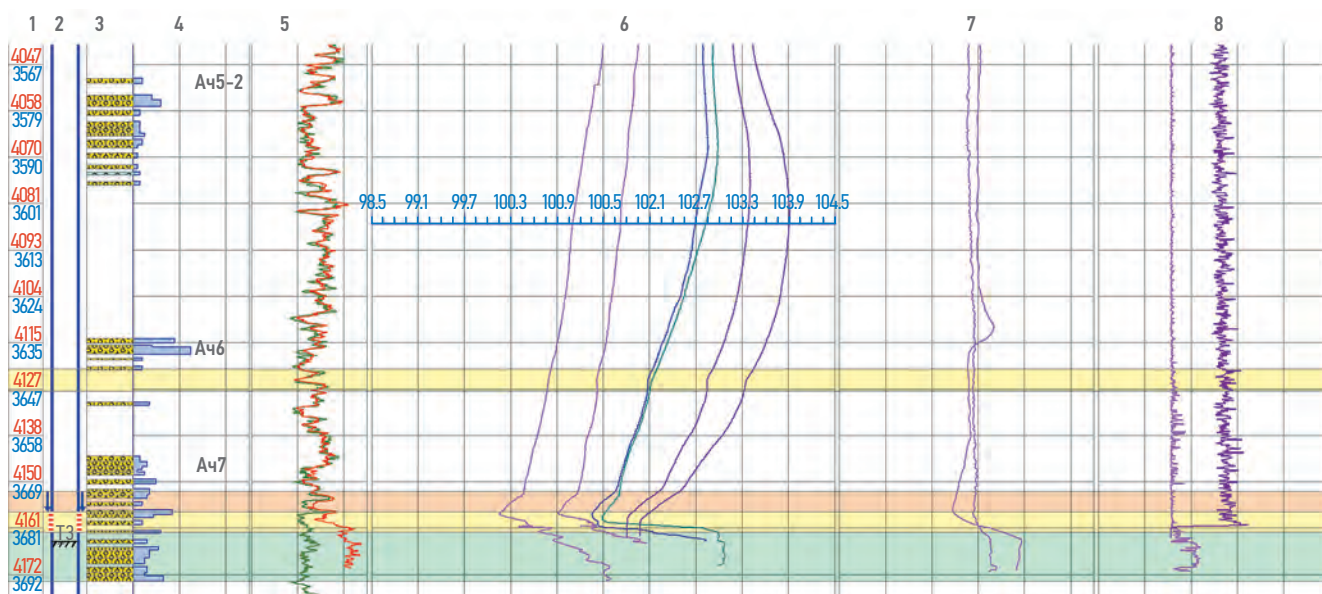


Рис. 5. Определение работающих толщин по ПГИ в интервале пласта $A_{ч7}^2$ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 6 — разновременная термометрия; 7 — термокондуктивная дебитометрия; 8 — резистивиметрия). Составлено авторами

Fig. 5. Determination of working thicknesses according to PGI in the range of the $A_{ч7}^2$ formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — GC reference curves (gamma logging), 6 — multi-time thermometry, 7 — thermoconductive flowmetry, 8 — resistivity). Compiled by the authors

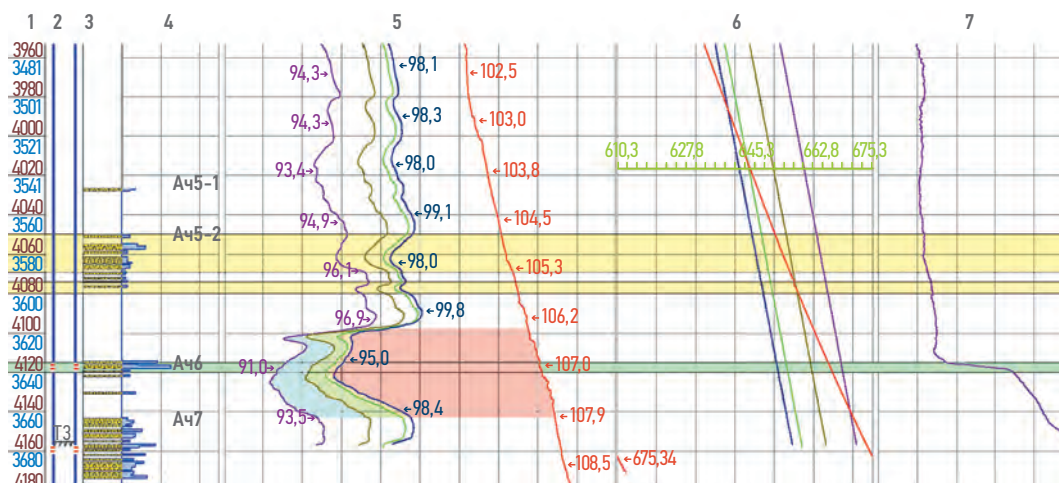


Рис. 6. Определение интервалов охлаждения после проведенного тестового ГРП на пласт Ач₆ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — разновременная термометрия; 6 — барометрия; 7 — одноканальная резистивиметрия). Составлено авторами

Fig. 6. Determination of cooling intervals after a test hydraulic fracturing on the Ач₆ formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — time thermometry, 6 — barometry, 7 — single-sensor resistivity). Compiled by the authors

трещины определяется на глубине 4152,8 м (начало записи прибора). После проведения основного ГРП, закачали 23 тонны жидкости и освоили пласт

на 10 мм штуцере провели ПГИ (рис. 8) при фонтанировании (окно 5 фиолетовая кривая) и серию замеров термометрии в остановленной скважине через 0,5; 2; 3; 13 и 14 ч. По результатам приток получили через перфорированные коллектора пласта Ач₆. Из-за наличия неоднородного состава в зумфовой части нижняя граница притока не оценивалась, исследованиями не охвачена. В интервале 4051–4058 м по термометрии выделяется локальная аномалия, по прямому методу расходомерии механической (РМ) выхода флюида в ствол скважины не наблюдается (нет явного изменения счета). Поведение термограмм в интервале детальных исследований связано с нисходящим заколонным движением в совокупности с восходящим движением флюида в стволе скважины, т.е. работа неперфорированных коллекторов пласта Ач₅² по заколонному пространству с выходом через перфорацию пласта Ач₆. Замеры шумометрии не регистрирует заколонное движение ввиду низкой чувствительности метода в скважинных условиях. По методам состава в притоке вода с УВ. Данные исследования очередной раз подтверждают ранее проведенные испытания и закачку «меченого» проппанта на пласт Ач₆.

Финальным испытанием в скважине являлся пласт Ач₅². В табл. 4 представлено соотношение планируемого и фактически полученного результата проведения ГРП четвертого объекта (пласта Ач₅²):

Анализируя ранее проведенные исследования по ПГИ и RST, связь между Ач₆ и Ач₅² уже

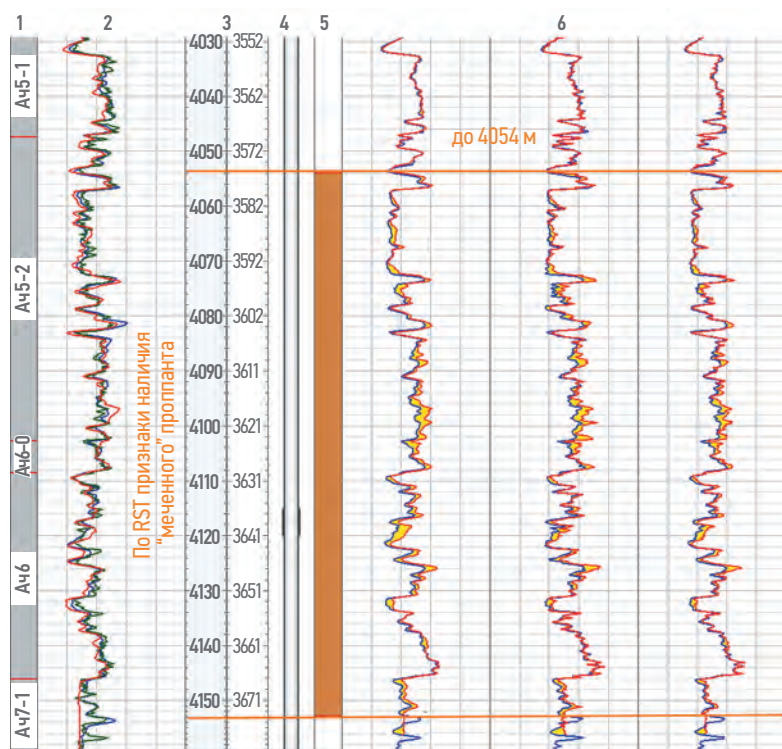


Рис. 7. Сопоставление замеров RST до и после ГРП с маркированным проппантом на пласт Ач₆ (1 — стратиграфия, 2 — гамма-каротаж (фоновый и привязочный), 3 — глубина, 4 — конструкция скважины, 5 — высота трещины, 6 — серия замеров термометрии до и после ГРП). Составлено авторами

Fig. 7. Comparison of RST measurements before and after hydraulic fracturing with marked proppant on the Ач₆ formation (1 — stratigraphy, 2 — gamma logging (background and reference), 3 — depth, 4 — well design, 5 — crack height, 6 — a series of thermometry measurements before and after hydraulic fracturing). Compiled by the authors

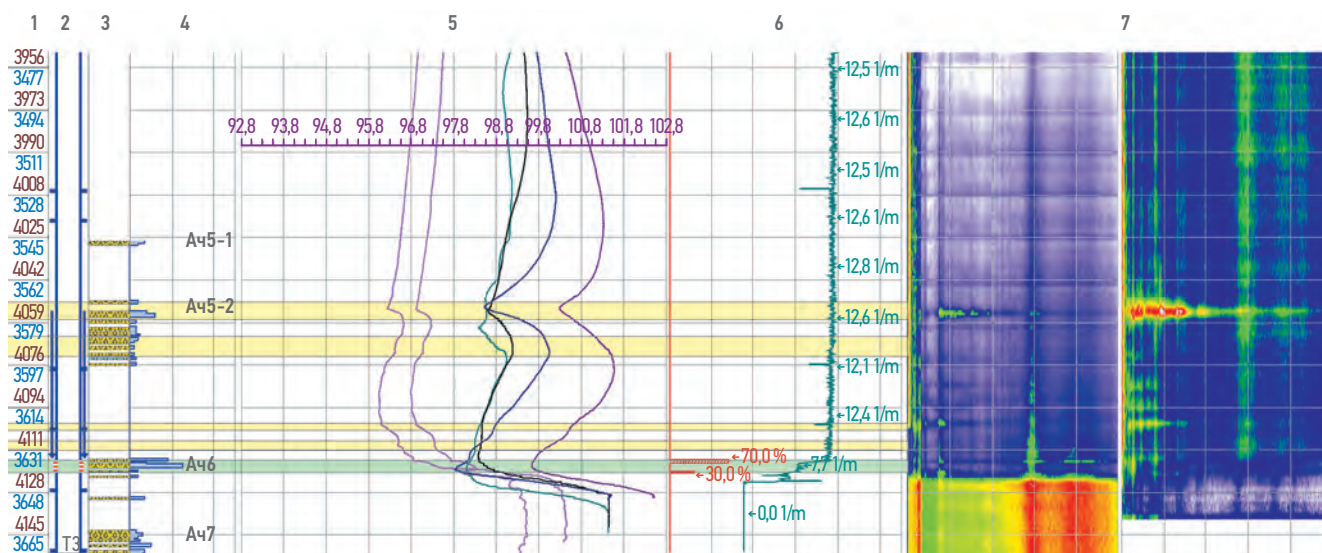


Рис. 8. Определение работающих толщин по ПГИ на пласт Ас₆ (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение; 4 — проницаемость; 5 — разновременная термометрия; 6 — расходомерия с профилем притока; 7 — спектральная шумометрия). Составлено авторами

Fig. 8. Determination of working thicknesses according to PGI for the Ac₆ formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation, 4 — permeability, 5 — time thermometry, 6 — flowmetry with an inflow profile, 7 — spectral noise measurement). Compiled by the authors

присутствовала, поэтому при таком количестве закачанной жидкости изучаемый пласт стал более интенсивно работать.

Согласно полученным данным при испытании выше изучаемых объектов ачимовских отложений прогноз дизайна ГРП предусматривал проведение стадий без сообщений между коллекторами (пластами), что позволило более детально изучить залежь и дальнейшее ее освоение (рис. 9).

В конечном результате, проведя каждую стадию ГРП отдельно и полномасштабные исследования по части регистрации распространения трещины, получили:

- превышение высот трещин ГРП относительно дизайна;
- прорыв трещины через глинистую перемычку даже при небольшом объеме закачки проппанта;
- неоптимальная конструкция скважины;
- негерметичность заколонных пакеров;
- недостижение целевого дизайна ГРП 200 т ввиду ухода основной части проппанта в нижележащие объекты и образование единой монотрещины;
- как следствие, недостижение промышленного давления и низкая продуктивность (на уровне исторических разведок).

ИЗУЧЕНИЕ ТРЕЩИНЫ И ОЦЕНКА РАБОТЫ СВОЛА ПОСЛЕ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП В ГС

Если по результатам исследований вертикальных скважин можно выявить рост

трещин, то возникает вопрос: что в таком случае диагностируется в горизонтальных скважинах с МГРП [4]?

Рассмотрим примеры горизонтальных скважин, в которых провели ПГИ после закачки жидкости в процессе многостадийного ГРП. На рис. 10 представлен график сравнения объема закачки при различных стадиях ГРП. Как можно видеть, при проведении ГРП были осложнения с закачкой на 0-й и 6-й стадиях, из-за чего проведена повторная перфорация 6-й стадии и 3 подхода закачки, что сказалось на значительном увеличении интервала перфорации относительно проектного, но удалось достигнуть проектных результатов.

После ГРП для оценки работы трещин многостадийного гидроразрыва [5] провели ПГИ по технологии: фон, вывод скважины на стабильный приток (фонтанирование) и серия разновременных замеров термометрии в остановленной скважине через 0,5; 6; 12 и 24 ч. Объектом для испытаний был пласт ЮК₀ с длиной ГС порядка 300 м.

По данным спектральной шумометрии (рис. 11, окно 10), зарегистрированной

Таблица 4. План/факт проведения ГРП
Table 4. The plan/fact of hydraulic fracturing

	План	Факт
Объем, т	200	200
Полудлина трещины, м	167,9	180,5
Высота, м	29,9	24,9

ДИЗАЙН ГРП / ФАКТ ГРП

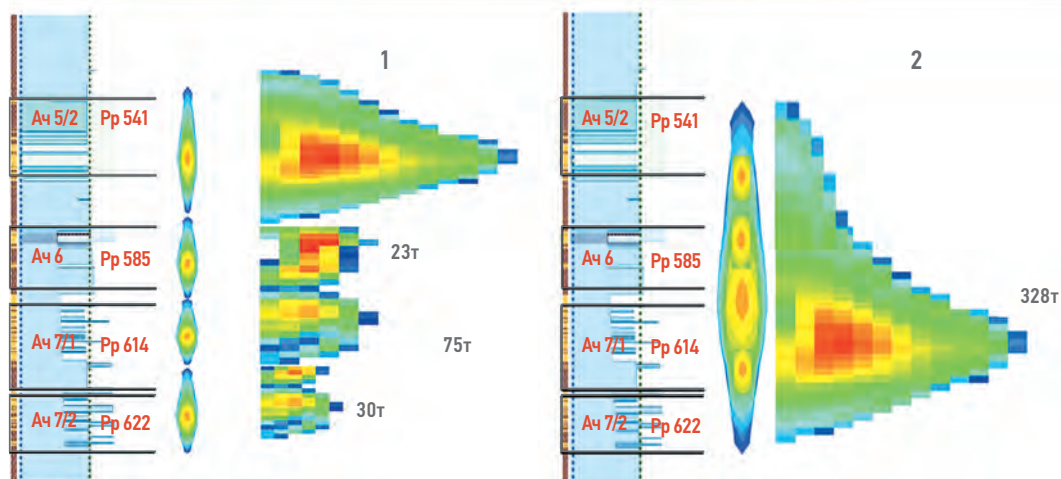


Рис. 9. Дизайн ГРП (1 — план, 2 — факт). Составлено авторами
Fig. 9. Hydraulic fracturing design (1 — plan, 2 — fact). Compiled by the authors

в режиме притока на 6, 7 и 8 мм штуцере (при $P_{заб}=144,6, 81,8$ и $107,7$ атм) локализованы источники шума, связанные с движением флюида по трещинам ГРП в изучаемом объекте. Несмотря на неуставившийся режим по добыче (по данным устьевых замеров), наблюдалась высокая повторяемость данных термометрии и шумометрии на всех трех режимах работы скважины (штуцер 6, 7 и 8 мм). Согласно данным спектральной шумометрии отмечалась работа пары трещин ГРП на стадиях 1, 3 и 5. На 4-й, 5-й и 6-й стадиях ГРП кроме основных (планарных) трещин ГРП зарегистрированы дополнительные шумы, возможно, связанные с работой сети сопутствующих мелких трещин. 6-я стадия ГРП отличается наибольшим количеством основных (планарных) трещин ГРП и сопутствующих более мелких трещин. На 4-й стадии ГРП также отмечается наличие развитой сети мелких (сопутствующих) трещин ГРП. Также на 2-й

стадии ГРП отмечается работа только одной основной трещины ГРП. Работа трещин ГРП 0-й стадии отмечается наименьшей интенсивностью.

Термометрия (рис. 11, окно 6) оказалась достаточно информативной. Работа стадий ГРП отмечается аномалиями охлаждения. Между стадиями ГРП наблюдается характерный наклон за счет конвективного теплообмена. Градиент температурных кривых на притоке между стадиями ГРП соответствует скорости потока флюида — меньший градиент соответствует более высокой скорости потока. По данным влагометрии (рис. 11, окно 7) признаки углеводородов отмечаются со всех стадий ГРП. По совокупности данных комплекса геофизических исследований и результатам температурного моделирования [2] сделана оценка интенсивности работы перфорированных интервалов на основе расчета нормированного коэффициента теплоотдачи. Работающие интервалы, выделенные по термометрии, в целом согласуются с работающими мощностями по шумометрии. При смене штуцера интенсивность работы перфорированных интервалов в целом не изменяется: отмечается преимущественная работа пяточной части ствола, носочная часть работает слабо.

Вывод по текущим исследованиям: по плану согласно основным стрессам трещины были поперечные, поэтому они внесли основной вклад в добычу, хотя, в отличие от вертикальных скважин, оценить их работающую полудлину невозможно.

Следующий объект: Ач₃³, длина ГС составила 1075 м. При его изучении суммарно закачали

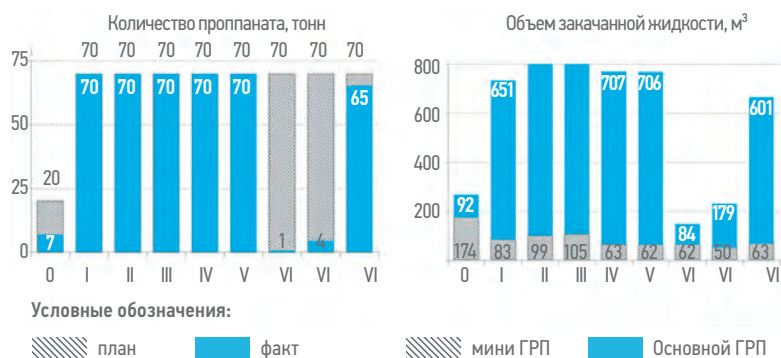


Рис. 10. Сравнение объемов закачки при различных стадиях ГРП.

Составлено авторами

Fig. 10. Comparison of injection volumes at different stages of hydraulic fracturing.
Compiled by the authors

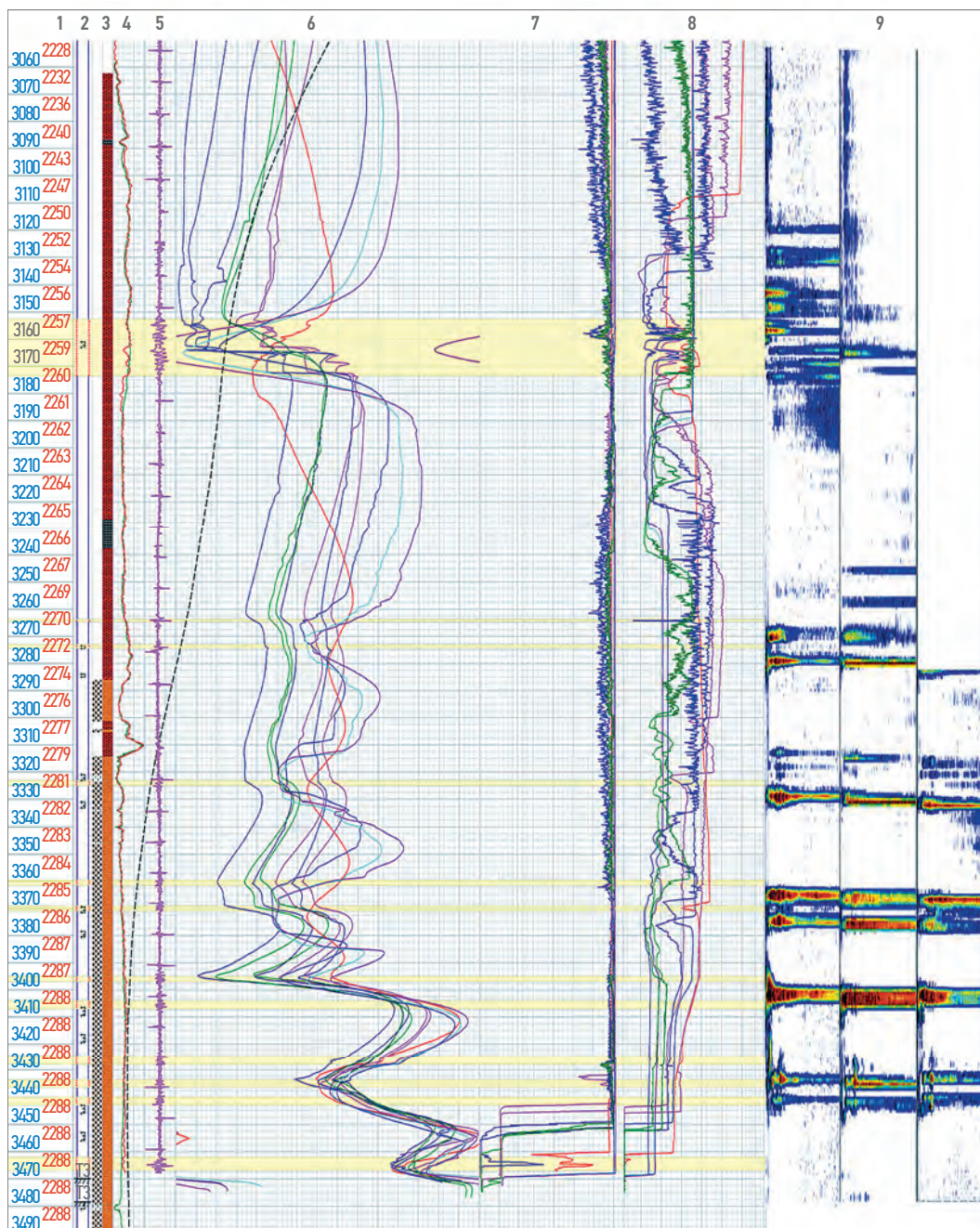


Рис. 11. Оценка работы трещин многостадийного гидроразрыва в режиме фонтанирования на разных штуцерах (колонки: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — насыщение и литология; 4 — привязочные кривые ГК (гамма-каротаж); 5 — магнитный локатор муфт; 6 — разновременная термометрия и траектория ствола; 7 — одноканальная влагометрия; 8 — резистивиметрия; 9 — спектральная шумометрия). Составлено авторами

Fig. 11. Assessment of the operation of multistage hydraulic fracturing cracks in the gushing mode at different fittings (1 — depth, 2 — well design, 3 — saturation and lithology, 4 — GC binding curves (gamma logging), 5 — magnetic coupling locator, 6 — multi-time thermometry and trunk trajectory, 7 — single-sensor moisture measurement, 8 — resistivity, 9 — spectral noise measurement). Compiled by the authors

304 т проппанта, т.е. по 38 т на каждую стадию ГРП (всего 8 стадий), по результатам которых провели ПГИ с целью определения профиля притока (рис. 12) и определили источник обводнения при освоении скважины компрессированием при доставке автономного геофизического оборудования на ГНКТ без пропускной токопроводящей жилы.

В работе использован стандартный комплекс, который не предусматривает замеры спектральной шумометрии, с помощью которой можно определить движение флюида по трещинам ГРП, а также зарегистрировать дополнительные шумы, связанные с работой сети сопутствующих мелких трещин.

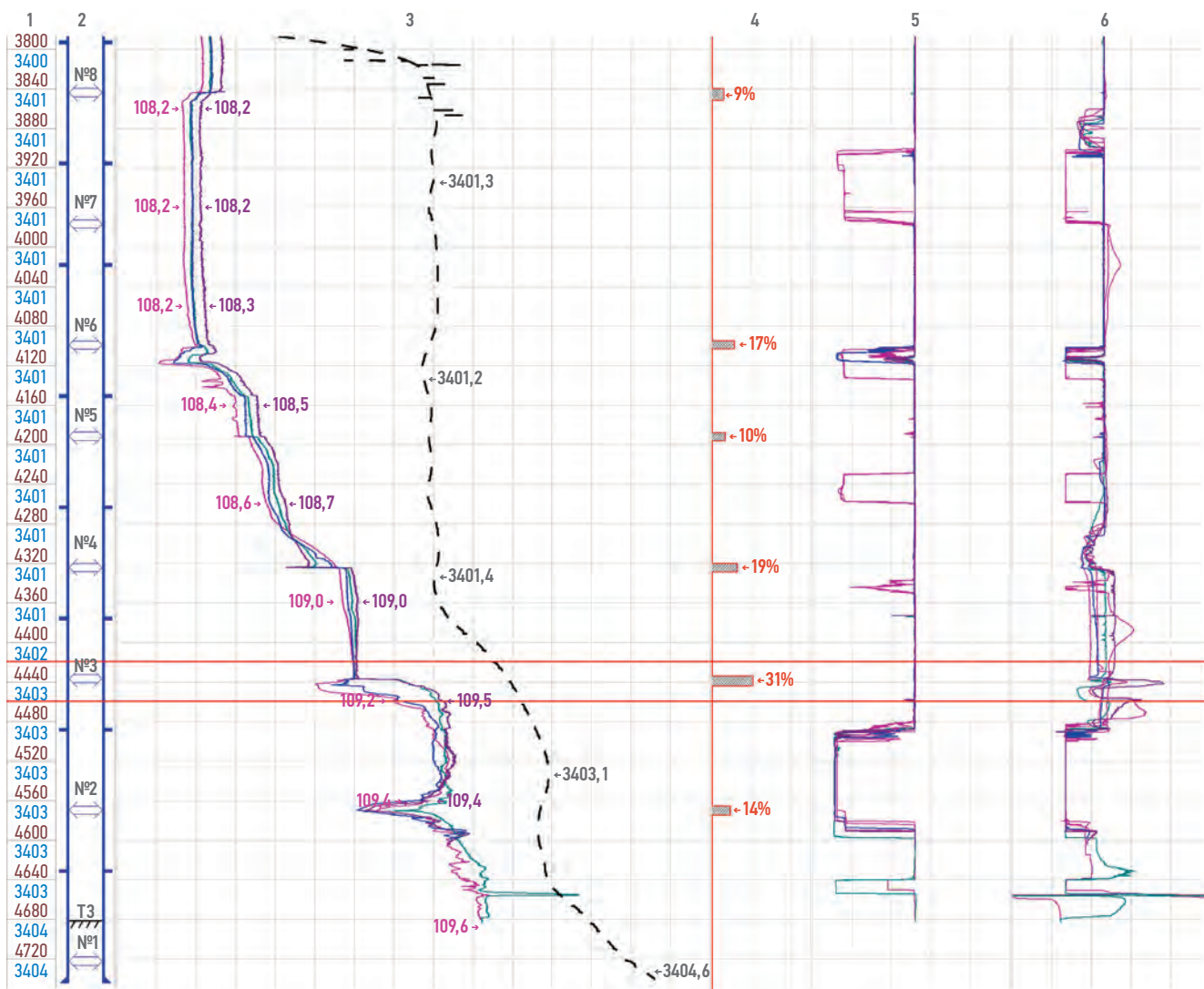


Рис. 12. Определение интервалов поступления флюида в горизонтальный ствол скважины изучаемого пласта (колонка: 1 — глубина; 2 — конструкция скважины; 3 — разновременная термометрия и траектория ствола; 4 — профиль; 5 — одноподатчиковая влагометрия; 6 — резистивиметрия). Составлено авторами

Fig. 12. Determination of fluid flow intervals into the horizontal wellbore of the studied formation (1 — depth, 2 — well design, 3 — multi-time thermometry and trunk trajectory, 4 — profile, 5 — single-sensor moisture measurement, 6 — resistivity). Compiled by the authors

Максимальная глубина прохождения прибора составила 4680,8 м. При работе на штуцере 4 мм дебит составил 431 м³/сут при оценочной депрессии 84 атм. По методам состава (рис. 12, окно 5), приток представлен водой с пленкой нефти. Отмечается относительно равномерный приток из всех портов ГРП, за исключением порта № 7 и находящейся ниже интервала исследований муфты ГРП № 1. Основной приток в скважину при созданной депрессии установлен из порта ГРП № 3. При создании депрессии поступающий флюид охлажден относительно модельной температуры (рис. 12, окно 3) пласта, что обусловлено проведенным ранее ГРП. Профиль притока (рис. 12, окно 4) количественно оценен по термомоделированию и уточнен на качественном уровне по комплексу методов: термометрия, влагометрия, резистивиметрия.

Механическая расходомерия в горизонтальном окончании скважины периодически забивалась осадком и по этой причине малоинформативна. Состав притока определен по комплексу методов: влагометрия, резистивиметрия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

- Данные исследований ВС показывают, что трещины даже при небольшом объеме закачки проппанта могут иметь высокие полудлины по простираю, что нужно учитывать при моделировании ачимовских объектов, так как существует вероятность захвата неперфорированных толщин, из-за чего фактическая продуктивность будет выше прогнозной.

- По результатам ПГИ в ВС по представленной технологии можно оценить высоту трещин.
- Рекомендуется рассмотреть возможность проведения такого рода исследований на всех объектах АЧ на стадии оценки не только для понимания профиля притока, но и распространения (оценки высоты и связи между пачками) созданных ГРП трещин.
- При планировании исследований в ГС с МГРП нужно учитывать результаты ВС и иметь представление о возможной связи пачек после ГРП.
- При планировании исследований в ГС необходимо понимание, продольные

или поперечные трещины созданы, для подбора максимально информативной технологии и комплекса промыслово-геофизических исследований.

По результатам вышеизложенных данных при создании трещин ГРП можно своевременно предусмотреть рациональное заканчивание ГС [3]. Опыт показывает, что при разработке ачимовских объектов целесообразнее использовать компоновки с разделяющими пакерами и регулирующими клапанами. Будущие исследования планируется сосредоточить в области подбора максимально эффективной технологии исследований для ГС с продольными трещинами гидроразрыва.

Список литературы

1. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа В 2 томах. Том 1: Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. — М.: Издательство «Институт компьютерных исследований», 2020. — 676 с. <https://shop.rcd.ru/catalog/sovremennye-nelegazovye-tehnologii/19368/>
2. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А., Заниров М.Ф., Шарифутдинов Р.Ф., Яруллин Р.К. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — № 7(1). — С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В., Пахомов Е.С., Зыков А.С. 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/ingp.2078-5712.202237.art9>
4. Билинчук А.В., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Ситников А.Н., Яковлев А.А., Шуронов А.В., Галеев Р.Р., Колесников М.В. Промыслово-геофизический контроль разработки низкопроницаемых пластов в скважинах со сложным заканчиванием. Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 12. — С. 34–37. — Библиогр.: с. 37 (3 назв.). — ISSN 0028-2448.
5. Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M., Bikkulov M., Uchuev R., Solodov S., Islamov R., Saitgareev I. Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs / Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020. DOI: 10.2118/201911-MS; <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of field and geophysical control to optimize the development of oil and gas fields*. In 2 volumes. Volume 1: Fundamentals of hydrodynamic and geophysical control of development and monitoring of production. Moscow: Publishing house "Institute of Computer Research", 2020. 676 p. (In Russ.) <https://shop.rcd.ru/catalog/sovremennye-nelegazovyetehnologii/19368/>
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A., Zakirov M.F., Sharafutdinov R.F., Yarulkin R.K. The experience of using simulators in the interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *PROforma. Professionally about oil*. 2022, no. 7(1), pp. 99–109. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Pakhomov E.S., Zykov A.S. The experience of hydrodynamic studies in wells with complex structures. *Actual problems of oil and gas*. 2022, no. 2(37), pp. 127–138. (In Russ.) <https://doi.org/10.29222/ingp.20785712.2022-37.art9>
4. Bilinchuk A.V., Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Sitnikov A.N., Yakovlev A.A., Shurunov A.V., Galeev R.R., Kolesnikov M.V. Field and geophysical control of the development of low-permeability formations in wells with complex completion. *Oil industry*. 2018, no. 12, pp. 34–37. (In Russ.)
5. Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M., Bikkulov M., Uchuev R., Solodov S., Islamov R., Saitgareev I. *Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs* / Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.В. Колесников — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.П. Панарина — разработала общую концепцию статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Mikhail V. Kolesnikov — developed the general concept of the article, prepared the text of the article, prepared the drawings for the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ekaterina P. Panarina — developed the general concept of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михаил Викторович Колесников* — аспирант, АО «ВНИИнефть»; эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
625048, Россия, г. Тюмень, 50 лет Октября, д. 14.
e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru
SPIN-код: 7682-6957
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>

Екатерина Павловна Панарина — кандидат технических наук, руководитель направления, ООО «ЗН НТЦ», доцент, АО «ВНИИнефть»
SPIN-код: 5847-3560
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>

Mikhail V. Kolesnikov* — Postgraduate student, JSC VNIIneft; expert, Gazprom нефt company group 14, 50 let Oktyabrya, 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru
SPIN-code: 7682-6957
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>

Ekaterina P. Panarina — Cand. Sci. (Tech.), Head of the department, LLC «ZN STC», Associate Professor, JSC «VNIIneft»
SPIN-code: 5847-3560
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author