

УДК 622.276.66; 550.832
DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4281
Шифр специальности ВАК: 25.00.10

Рекомендации по проведению промысловых геофизических исследований профиля притока в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП

А.С. Топольников^{1✉}, Р.К. Яруллин², Р.Р. Муртазин^{3,4}, К.В. Торопов⁵

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Россия, г. Уфа

²Уфимский университет науки и технологий, Россия, г. Уфа

³АО «ИГурГИ», Россия, г. Москва

⁴Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

⁵ПАО «НК «Роснефть», Россия, г. Москва

✉ТopolnikovAS@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена необходимостью корректного планирования и повышения результативности промысловых геофизических исследований на горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта. Широкое распространение горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта требует развития технологий исследования работы трещин гидроразрыва пласта в задачах оптимизации технологий заканчивания, гидроразрыва пласта и мониторинга разработки месторождений. Инструментальные способы исследования притока флюида, к числу которых относятся промысловые геофизические исследования, в условиях горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва пласта обнаруживают ряд недостатков, значительно снижающих их достоверность. **Цели:** повышение качества промысловых геофизических исследований на горизонтальных скважинах с множественными трещинами гидроразрыва пласта за счет разработки критериев применения технологий проведения исследований. **Методы:** анализ результатов промыслово-геофизических методов исследования горизонтальных скважин, обобщение опыта исследований действующих горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва пласта в ПАО «НК «Роснефть». **Результаты.** Разработана экспертная система принятия решений в виде матрицы, которая представляет собой критерии применения методов промысловых геофизических исследований в горизонтальных скважинах с множественными трещинами гидроразрыва пласта. Эта матрица позволяет в зависимости от параметров скважины (конструкция скважины, число и расположение портов гидроразрыва пласта, состав скважинного флюида) и сценарных условий (тип решаемой задачи, локализация притока, характеристики геофизических приборов) оценить вероятность доставки приборов в скважину разными средствами, информативность методов промысловых геофизических исследований, качество решения поставленной задачи. На стадии опытно-промышленных работ матрица была адаптирована к условиям низкодебитных горизонтальных скважин. Также в работе был рассмотрен опыт применения на низкодебитных скважинах пакерного расходомера и спектральной шумомерии.

Ключевые слова: промысловые геофизические исследования, профиль притока, горизонтальные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта

Для цитирования: Рекомендации по проведению промысловых геофизических исследований профиля притока в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП / А.С. Топольников, Р.К. Яруллин, Р.Р. Муртазин, К.В. Торопов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 5. – С. 75–84. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4281

UDC 622.276.66; 550.832
DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4281

Recommendations for field geophysical research of inflow profile in horizontal wells with multiple hydraulic fracturing

A.S. Topolnikov^{1✉}, R.K. Yarullin², R.R. Murtazin^{3,4}, K.V. Toropov⁵

¹ LLC «RN-BashNIPIneft», Ufa, Russian Federation

² Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian Federation

³ JTC «IGiRGI», Moscow, Russian Federation

⁴ Ufa State Oil Technical University, Ufa, Russian Federation

⁵ PJSC «NK «Rosneft», Moscow, Russian Federation

✉ TopolnikovAS@bnipi.rosneft.ru

Abstract. Relevance. Correct planning and improving the effectiveness of field geophysical surveys in horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing. Wide distribution of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing requires development of methods of researching hydraulic fractures in the field of optimization of completion technologies, hydraulic fracturing and field development monitoring. The instrumental methods of researching fluid inflow, which include field geophysical research, under conditions of horizontal wells with multistage fracturing, find out the set of missing, which essentially reduce it reliability. **Aim.** Improvement of the quality of field logging in horizontal wells with multistage fracturing by developing criteria for application of research technologies. **Methods.** Analysis of field geophysical data of horizontal wells with hydraulic fractures in PJSC Rosneft Oil Company. **Results.** The authors have developed an expert decision-making system, which has the form of matrix with criteria of application of field geophysical research methods to horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing. This matrix enables in dependence on the well parameters (well construction, number and position of hydraulic fracturing ports, well fluid content) and scenario conditions (type of problem to be solved, inflow localization, characteristics of geophysical devices) to estimate the probability of delivery of devices inside the well with different ways, the informative value of field geophysical research, the quality of solution of the problem to be set. During pilot works the matrix was improved by the methods of researching low-rate horizontal wells. The paper also considered the experience of using low-rate wells with a packer flow meter and spectral noise logging.

Keywords: field geophysical research, inflow profile, horizontal wells, multistage hydraulic fracturing

For citation: Topolnikov A.S., Yarullin R.K., Murtazin R.R., Toropov K.V. Recommendations for field geophysical research of inflow profile in horizontal wells with multiple hydraulic fracturing. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 5, pp. 75–84. DOI: 10.18799/24131830/2024/5/4281

Введение

Взрывной рост количества горизонтальных скважин, увеличение длины горизонтальных участков скважин и количества стадий гидроразрыва пласта (ГРП), применение кластерных многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП) требует развития новых технологий исследования работы трещин ГРП и повышения достоверности существующих методов исследований. Несмотря на наличие альтернативных методов анализа работы горизонтальных скважин (ГС) с МГРП, таких как гидродинамические исследования [1], трассерные исследования [2–7], микросейсмический мониторинг [8–10], оптоволоконные системы термометрии скважин с распределенными датчиками и визуальная аналитика [11], промышленные геофизические методы сохраняют свою доминирующую роль как по числу исследований, так и по многообразию решаемых при этом задач [12–15].

В настоящей работе обобщен опыт применения промышленных геофизических исследований (ПГИ) для оценки профиля притока флюида в более чем 50 горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП в ПАО «НК «Роснефть». Исследования проводились преимущественно в добывающих скважинах, при этом использовались как дистанционные, так и автономные приборы. Количество исследованных портов ГРП варьировалось от нуля (непрохождение прибора в горизонтальный ствол скважины) до 10. В ходе исследований приходилось иметь дело со всеми возможными типами пластового флюида: одно-, двух- и трехфазными потоками. Анализ результатов исследований выявил большое многообразие траекторий ГС с МГРП и длин горизонтальных участков скважины. Исследования проводились при различных значениях дебита/приемистости и депрессии/репрессии в ГС с МГРП.

Среди основных проблем получения качественных результатов ПГИ можно выделить следующие:

- загрязнение горизонтального ствола, непрохождение прибора до текущего забоя;
- необоснованный подход к выбору технологии проведения исследований;
- применение аппаратуры, не рассчитанной для исследования действующих горизонтальных скважин;
- неблагоприятные геолого-промысловые условия для получения качественных результатов.

Опыт проведения ПГИ был использован для разработки матрицы, которая представляет собой критерии применения методов ПГИ в ГС с МГРП. В зависимости от типа решаемой задачи, конструкции скважины, состава флюида, величины притока из пласта и других параметров, матрица позволяет рекомендовать комплекс геофизических приборов и технологию их доставки на забой скважины. Кроме этого, с помощью матрицы можно провести предварительную оценку результативности ПГИ в ГС с МГРП.

Помимо классических методов исследований были испытаны методы спектральной шумомерии и пакерной расходомерии на низкодебитном фонде скважин. Как итог, результаты опытно-промышленных работ позволили расширить область применения классических технологий проведения ПГИ.

Матрица выбора технологий ПГИ

Основной целью промысловых геофизических исследований горизонтальных скважин с МГРП является выделение работающих интервалов, определение состава и дебита поступающего флюида, а также решение сопутствующих задач, например, оценка герметичности хвостовика.

Всего было выделено 22 метода ПГИ для решения 17 задач (табл. 1). Для каждого метода рассчитывалась применимость, которая зависит:

- от типа задачи (табл. 1);
- состава флюида (табл. 2);
- характерного дебита (учитывается как дебит скважины, так и притоки из каждого порта, рассчитанные на основе известной конструкции, числа портов и априорного распределения профиля притока (табл. 2);
- депрессии (табл. 2);
- режима течения в хвостовике и порте (табл. 2).

Общая информативность метода определялась на основе его применимости для всех решаемых задач. Вероятность успешного решения задачи определялась количеством и информативностью приборов, которые выбраны для проведения ПГИ. При этом учитывалась возможность получить бо-

лее качественную информацию за счет дублирования приборов в геофизической связке.

Перечень методов ПГИ и интерпретируемые ими параметры, которые используются в матрице выбора методов, следующие:

- гамма-каротаж (ГК) – привязка к разрезу;
- локатор муфт (ЛМ) – расположение муфт по стволу;
- манометр (МН) – давление;
- термометр локальный (Т) и распределенный по сечению ствола скважины (T_{\downarrow}) – температура;
- резистивиметр локальный (Рез лок.) и распределенный по сечению ствола скважины (Рез \downarrow) – доля воды в жидкости;
- влагомер локальный (Вл. лок) и распределенный по сечению ствола скважины (Вл \downarrow) – доля воды в жидкости;
- датчик газа распределенный (ДГ \downarrow) – доля газа в смеси;
- гамма-гамма плотномер (ГПП) – плотность;
- расходомер локальный (РГД лок.), объемный (РГД \downarrow), пакерный (РГД пак.) и радиальный (РГД \leftrightarrow) – скорость потока флюида;
- термоанемометр локальный (СТИ лок.) и распределенный по сечению ствола скважины (СТИ \downarrow) – скорость потока флюида;
- акустический шумомер непрерывный (АШ н) и спектральный (АШ спек.) – наличие притока;
- внутренний диаметр ствола (\emptyset);
- ориентация прибора в пространстве (xyz);
- линейное ускорение прибора ($a\leftrightarrow$).

В табл. 1 представлен сравнительный рейтинг применимости методов ПГИ в зависимости от типа решаемой задачи. Каждому методу ставится в соответствие число в интервале от нуля до 1 в зависимости от того, насколько он является информативным при решении конкретной задачи (если, к примеру, информативность 0,9 – это означает, что 90 замеров из 100 будут соответствовать истинным значениям). Все методы разделены на три группы с помощью цветовой палитры: методы, которые являются основными при проведении исследований, выделены зеленым цветом, вспомогательные методы выделены желтым цветом, наконец, методы, которые неинформативны и имеют нулевой рейтинг, цветом не выделяются. Табл. 1 не позволяет определить суммарный рейтинг приборного комплекса ПГИ (потому что рейтинги отдельных методов не складываются), но помогает отсеять заведомо неинформативные или малоинформативные методы ПГИ и качественно сравнить информативность нескольких приборных связок при решении конкретной задачи.

Таблица 1. Критерии выбора методов ПГИ в ГС в зависимости от типа решаемой задачи

Table 1. Criteria for selecting methods of production logging in a horizontal well, depending on the type of problem being solved

Задачи Tasks	Методы ПГИ Methods																		Геометрия и ориентация Geometry and orientation				
	ГК/ГК	ЛМ/КЛ	МН/Р	Т	Т↑	Рез лок./Res.loc.	Рез ↓/Res.↓	Вл лок./НМ loc.	Вл ↓/НМ↓	ДГ ↓/GS↓	ГПП/СРР	РГД лок./FML loc.	РГД об./FML vol.	РГД пак./FML pac.	РГД ↓/FML↓	РГД ↔/FML↔	СТИ лок./STI loc.	СТИ ↑/STI↑	АШ н/ANM con.	АШ спек./ANM spec.	∅	хyz	а ↔
Привязка к разрезу Binding to the formation	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привязка к конструкции Binding to the construction	0	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	0	0,1
Контроль траектории скважины Well trajectory monitoring	0	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,05	0,8	0,1
Локализация интервалов притока Localization of inflow intervals	0	0	0,3	0,4	0,5	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,4	0,5	0,4	0,5	0,05	0,3	0,1
Идентификация состава флюида в хвостовике Identification of fluid composition	0	0	0,3	0	0	0,8	0,9	0,8	0,9	0,5	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0
Поинтервальный профиль притока Point-to-point inflow profile	0	0	0,3	0,2	0,3	0,05	0,1	0,05	0,1	0	0	0,7	0,8	0,9	0,9	0,8	0,4	0,5	0,2	0,3	0,05	0,3	0,05
Поинтервальный состав притока Point-to-point inflow composition	0	0	0,3	0,2	0,3	0,5	0,9	0,5	0,9	0,5	0,05	0	0	0	0	0,2	0,3	0	0	0	0	0,3	0
Локализация притока газа Gas inflow localization	0	0	0,3	0,4	0,5	0,05	0,1	0,05	0,1	0,9	0,3	0,7	0,8	0,8	0,9	0,3	0,4	0,5	0,5	0,8	0,05	0,3	0,05
Локализация притока воды Water inflow localization	0	0,3	0,3	0,2	0,3	0,8	0,9	0,8	0,9	0	0,5	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,4	0,5	0,1	0,15	0,05	0,3	0,05
Оценка герметичности пакера хвостовика Assessment of packer tightness	0	0	0,3	0,4	0,5	0	0,2	0	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,4	0,05	0,3	0
Оценка интервала ЗКЦ в пределах ГС Estimation of the backflow interval within a horizontal borehole	0	0,3	0,3	0,8	0,9	0	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,8	0,05	0,3	0
Оценка интервала ЗКЦ в голове хвостовика Estimation of behind-the-casing flow interval in a horizontal wellbore hanger	0	0	0,3	0,8	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,8	0,05	0,3	0
Оценка суммарного дебита Total flow rate estimation	0	0	0,3	0	0	0	0,3	0	0,3	0,5	0	0,7	0,8	0,9	0,9	0	0	0	0	0	0,05	0,3	0,05
Профиль приемистости Injectivity profile	0,15	0,3	0,3	0,3	0	0,05	0	0,05	0	0	0	0,7	0,8	0,8	0	0,9	0,5	0	0,3	0,3	0,05	0,3	0,05
Локализация интервалов ухода при закачке Localization of care intervals during injection	0	0	0,3	0,5	0	0,05	0	0,05	0	0	0,05	0,7	0,8	0	0	0,9	0,5	0	0,3	0,3	0,05	0,3	0,05
Локализация интервалов поглощения в пласт Localization of absorption intervals in the formation	0,15	0	0,3	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,05	0,3	0,05
Локализация интервалов ЗКЦ в нагнетательной скв. Localization of the backflow interval in the injection well	0,15	0	0,3	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,05	0,3	0,1

Таблица 2. Критерии выбора методов ПГИ в ГС в зависимости от скважинных условий

Table 2. Criteria for selecting methods of production logging in a horizontal well depending on well conditions

Состав флюида Fluid composition	Дебит, м ³ /сут Flow rate, m ³ /day	Перепад тем- ператур Temperature difference, °C	ГК/ГК	ЛМ/КЛ	МН/Р	Т	Т↑	Рез лок./Res.loc.	Рез↑/Res.↑	Вл лок./НМloc.	Вл↑/НМ↑	ДГ↑/GS↑	ГП/ГП	РГД лок./FMLloc.	РГД об./FMLvol.	РГД пак./FMLpac.	РГД↑/FML↑	РГД↔/FML↔	СТИ лок./STI loc.	СТИ↑/STI↑	АШн/ANMcon.	АШ спек./ANMspec.	Ø	xyz	a ↔
нефть или вода oil or water	≤50	<0,1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	½	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	≤50	>0,5	1	1	1	½	1	1	1	1	1	0	½	0	0	1	0	0	0	0	½	½	1	1	1
	>100	<0,1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	½	1	1	0	1	1	½	½	0	0	1	1	1
	>100	>0,5	1	1	1	½	1	1	1	1	1	0	½	1	1	0	1	1	½	½	½	½	1	1	1
нефть+вода oil+water	≤50	<0,1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	½	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1
	≤50	>0,5	1	1	1	½	1	1	1	1	1	0	½	0	0	1	0	0	0	0	0	½	½	1	1
	>100	<0,1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	½	1	1	0	1	1	½	½	0	0	1	1	1
	>100	>0,5	1	1	1	½	1	1	1	1	1	0	½	1	1	0	1	1	½	½	½	½	1	1	1
жидкость+газ liquid+gas	≤50	<0,1	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1
	≤50	>0,5	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	½	1	1	1	1
	>200	<0,1	1	1	1	0	0	0	½	0	½	1	0	½	1	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1
	>200	>0,5	1	1	1	1	1	0	½	0	½	1	0	½	1	0	1	1	1	1	½	1	1	1	1

В табл. 2 рейтинг методов ПГИ приводится в зависимости от типа флюида (нефть, вода, смесь нефти и воды для соотношений, смесь жидкости и газа для соотношений), дебита жидкости и ожидаемого перепада температур в пласте и стволе скважины. Ожидаемый перепад температур для смеси пропорционален депрессии на пласт и может быть вычислен через массовое содержание ее компонентов и перепад температур. Перепад температур рассчитан отдельно для воды, нефти и газа с помощью коэффициента Джоуля–Томсона, который для воды приблизительно равен 0,02 °C/атм, для нефти – 0,04 °C/атм, для попутного газа – 0,3 °C/атм. Если дебит или ожидаемый перепад температур не попадают в установленные табл. 2 интервалы значений, то рейтинг метода ПГИ для типа флюида усредняется. Для этого используется линейная интерполяция между крайними точками: например, если рейтинг метода при дебите до 50 м³/сут равен 0,5, а при дебите более 100 м³/сут – 1, то для дебита 70 м³/сут он будет равен 0,7. Как следует из табл. 2, некоторые методы, например, расходомеры (за исключением пакерного) не информативны при низких дебитах, другие, например, термометры, работают только в условиях достаточной депрессии. На третьи, например, ЛМ и ГК, методы привязки вообще не оказывают никакого влияния.

Матрица выбора средств доставки приборов и технологий ПГИ ГС с МГРП

Наиболее широкое распространение имеют следующие технологические приемы транспортировки скважинной аппаратуры на забой скважины [16]: гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), за-

бойный трактор, жесткий кабель (ЖК), «Латераль», геофизический кабель.

Опыт применения различных средств доставки показал наличие существенных недостатков для любой из схем в зависимости от геолого-промысловых условий месторождений. В частности, жесткий кабель и «Латераль» не работоспособны при наличии буферного давления на устье и ограниченно применимы при длине горизонтального ствола более 300 м. Применение специальной компоновки труб в комплексе «Латераль» при благоприятных условиях увеличивает проходимость по длине ГС до 600–800 м. Однако работа с комплексом «Латераль» через колонну НКТ в условиях отложений парафина и смол резко увеличивает вероятность аварии за счет прихвата труб комплекса по муфтам при подъеме. В связи с этим область применения этих способов ограничена территорией старых нефтяных месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири, где исследования проводятся в скважинах с высоким уровнем обводнения продукции и малой длиной ГС, в том числе в скважинах с боковым стволом.

Технология ГНКТ зарекомендовала себя как универсальное средство транспортировки скважинной аппаратуры в условиях горизонтальных стволов в Западной Сибири при наличии обустроенных дорог, необходимых для транспортировки тяжелой техники. Она используется при наличии буферного давления, свободного газа в продукции и длине горизонтальных стволов до 1000–1500 м. Одно из ограничений к применению – значительное гидродинамическое сопротивление потока в межкольцевом пространстве между внешней стен-

кой ГНКТ и внутренней стенкой НКТ. Этот эффект проявляется при исследовании высокодебитных скважин, работающих в режиме фонтанирования, когда спуск прибора в ГС существенно нарушает режим работы скважины, вплоть до полной остановки скважины.

В практике геофизических исследований действующих горизонтальных скважин со сложной траекторией и длинными горизонтальными стволами (более 1000 м) хорошо зарекомендовали себя забойные трактора. Дополнительным преимуществом забойного трактора является его мобильность, что обеспечивает возможность его транспортировки к месту проведения работ при отсутствии дорожной сети вертолетом или легким наземным транспортом. Учитывая значительное тепловыделение в приводе трактора и его расположение за скважинным прибором, основные замеры выполняются на первом спуске, когда возмущающее влияние сборки «трактор+прибор» на структуру потока и температурное поле минимальны. Замер на подъеме нецелесообразен и проводится преимущественно для привязки к разрезу и конструкции скважины.

Применение жесткого геофизического кабеля к горизонтальным скважинам сильно ограничено. В редких случаях с помощью жесткого кабеля удается доставить комплекс приборов для ПГИ в скважину на расстояние не более 200 м по горизонтальному участку ствола. Традиционный геофизический кабель в условиях ГС практически неприменим, исключения составляют боковые стволы с ограничением по углу в пределах до 65 градусов при малой их длине.

Опыт применения других технологий доставки геофизических приборов на забой скважины (например, шлангокабеля) незначительный, решение о возможности их применения основано на сопоставлении заявленных характеристик этих технологий с характеристиками технологий, описанных выше.

Исходя из проанализированного опыта, были сформированы рекомендации по доставке приборов в виде матрицы применения. Рекомендации строятся на основе вероятности успеха, который зависит от траектории скважины, длины горизонтального участка, способа эксплуатации/освоения, диаметров прибора и диаметра фрезы, количества локальных перегибов, если траектория скважины волнообразная.

Если вероятность успеха для нескольких способов доставки приборов превышает минимально допустимое значение, то учитывается относительная стоимость способа.

В табл. 3 представлен рейтинг способов доставки геофизических приборов в зависимости от тра-

ектории горизонтальной ствола скважины. Рейтинг конкретного способа доставки определяется как произведение рейтингов по траектории, способу эксплуатации/освоения, дополнительным ограничениям и относительной стоимости. Способ доставки рекомендуется к применению, если его рейтинг равен максимальному рейтингу среди всех способов: 0 означает, что данный способ не применим, 0,25 – применим в редких случаях, 0,5 – применим с ограничениями, >0,75 – применим в большинстве случаев.

Кроме траектории скважины при выборе способа доставки геофизических приборов на забой скважины используются другие формализованные критерии, учитывающие способ эксплуатации (фонтан, электроцентробежный насос, штанговый насос, струйный насос), дебит скважины, наличие Y-tool, загрязнение ствола скважины и т. д., которые в данной статье не приводятся.

Полученные матрицы выбора методов ПГИ (табл. 1, 2) и средств доставки приборов (табл. 3) были объединены в единую экспертную систему, которая позволила выбирать лучшие технологии ПГИ в ГС с МГРП в зависимости от исходных данных и сценарных условий.

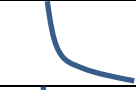
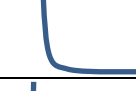



Опыт применения спектральной шумометрии и пакерного расходомера на месторождениях ПАО «НК «Роснефть»

В ряде случаев, когда традиционные методы ПГИ малоэффективны, к примеру, работа осевого расходомера ограничена порогом страгивания (~20 м³/сут в условиях хвостовика внутреннего диаметра 98 мм), при движении прибора от пятки к носку дебит жидкости снижается, и чем ниже общий дебит всех интервалов горизонтальной скважины, тем раньше наступит момент по стволу скважины, где показания расходомера будут не информативны, так как приток жидкости будет ниже величины порога страгивания). Поэтому рекомендуется применение спектральной шумометрии в качестве вспомогательного метода оценки работы портов (интервалов), выявления заколонных перетоков и негерметичности пакера в затрубном пространстве (в нецементируемых хвостовиках) в скважинах с МГРП.

Спектральная шумометрия позволяет определить природу звука, связав его происхождение с возможным источником, который может локализоваться в ближней зоне пласта, элементах конструкции скважины или непосредственно в скважине [17–19]. Однако полученные таким образом диапазоны частот описывают идеальные скважинные условия (однородная среда, жидкость, отсутствие механических примесей в потоке), для реальных скважинных условий данные диапазоны требуют научного обоснования.

Таблица 3. Вероятность прохождения прибора в стволе ГС при различных траекториях

Table 3. Probability of tool passage in the wellbore in a horizontal well for different trajectories

Траектория Trajectory		Длина, м Length, m	Средства доставки/Delivery means				
			ГНКТ Flexible tubing	ЖК Hard cable	Латераль Lateral	Трактор Tractor	Кабель Cable
Ниспадающая с углом более 65 градусов Drop-down angle greater than 65 degrees		<200	0,9	0,9	0,9	0,9	0,25
		200–800	0,9	0,5	0,5	0,9	0
		>800	0,9	0,1	0,1	0,9	0
Горизонтальная Horizontal		<200	0,9	0,9	0,9	0,9	0,1
		200–800	0,9	0,25	0,25	0,9	0
		>800	0,9	0,1	0	0,9	0
Восходящая Ascending		<200	0,9	0,5	0,5	0,9	0,1
		200–800	0,7	0,1	0,1	0,9	0
		>800	0,5	0	0	0,9	0
Волнообразная Undulating		<200	0,9	0,5	0,5	0,9	0,1
		200–800	0,5	0,1	0,1	0,8	0
		>800	0,1	0	0	0,7	0
Наклонная с выходом на горизонт Inclined with access to the horizon		>500	0,9	0,1	0,5	0,9	0

Проведенный анализ данных спектральной шумометрии на качественном уровне показывает работу портов (трещин ГРП) в различных частях горизонтального ствола скважины (рисунок, характеристика приводится в виде цветной палитры, отображающей интенсивность возмущений в интервалах глубин и частот регистрируемого сигнала; палитра сигнала состоит из набора цветов в порядке уменьшения интенсивности возмущений: красный, желтый, зеленый, голубой, синий и белый, соответствующий уровню несущественных значений). По-

вышенный уровень интенсивности сигнала акустического шумомера (АШ) не только в области муфт ГРП, но и вне ее, может быть связан с несовпадением положений трещины ГРП и муфты в скважинах с незацементированным заколонным пространством. Таким образом, по результатам спектральной шумометрии можно оценивать положение трещины ГРП по длине ГС. При этом достоверность такой оценки существенно повышается, если пики интенсивности АШ совпадают с аномалиями метода термометрии.

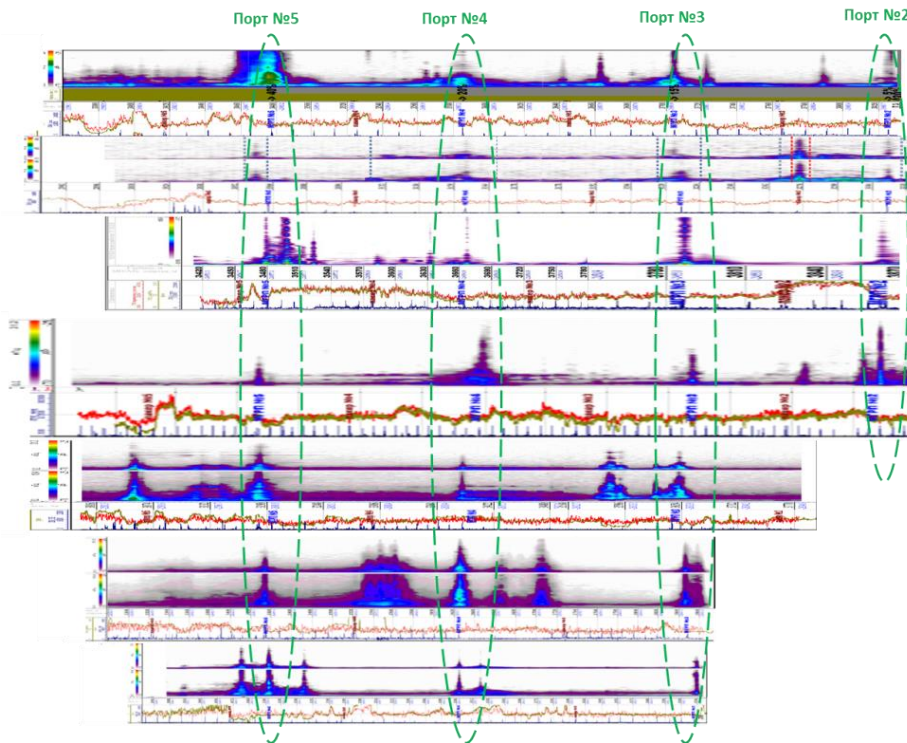


Рисунок. Акустические аномалии в интервалах портов МГРП с продольными трещинами

Figure. Acoustic anomalies in the intervals of ports of multi-stage hydraulic fracturing with longitudinal fractures

Применение классического метода расходомерии оправдано в высокодебитных скважинах (скорость потока флюида в большей части ствола скважины заведомо выше порога страгивания), когда режим течения турбулентный или смешанный и скорости фаз (воды и нефти) совпадают. В условиях расслоенного потока результат работы одиночной турбинки не обеспечивает возможность определения истинного расхода. Это обусловлено наличием «порога страгивания» турбинки – нижней границы применимости расходомера, которая зависит от вязкости флюида и диаметра ствола скважины. В этой связи распространено мнение о том, что в ГС с МГРП наибольший приток флюида поступает из пяточной части горизонтального ствола скважины, не является обоснованным [20]. Также данные микросейсмического мониторинга ГС с продольными трещинами ГРП с гидравлическими или набухающими пакерами показывают прорыв жидкости ГРП по заколонному пространству и создание гидродинамической связанности между заколонными пакерами [10].

В качестве альтернативы классическому методу расходомерии было рассмотрено применение одной из приоритетных технологий ПГИ – пакерной расходомерии. Нижний предел замера (порог страгивания) пакерных расходомеров достигает

$1 \text{ м}^3/\text{сут}$. В условиях гравитационного расслоения фаз жидкости в горизонтальных стволах устройство локализует весь поток через канал в приборе, что приводит к перемешиванию фаз и нивелированию негативного влияния расслоенного потока. Основные риски при использовании пакерных расходомеров связаны с «прихватом» прибора и созданием дополнительного перепада давления при больших скоростях потока.

Заключение

1. Основная причина низкой информативности результатов ПГИ в горизонтальных скважинах с МГРП связана с неудовлетворительной подготовкой скважин к проведению исследований, некорректным выбором технологии исследования и способа доставки приборного комплекса на забой скважины.
2. С учетом информативности отдельных методов разработана матрица выбора приборного комплекса для проведения геофизических исследований в ГС с МГРП.
3. Разработана матрица выбора способов доставки геофизических приборов в ГС с МГРП при различных траекториях скважины, режимах эксплуатации и технологических ограничениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гидродинамические методы исследования скважин в рядной системе разработки на месторождении с низкопроницаемым коллектором / Г.Ф. Асалхузина, А.Я. Давлетбаев, Р.И. Абдуллин и др. // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 3. – С. 49–58.
2. Комплексные исследования трассерных технологий в пластовых условиях / М. Дулкарнаев, К. Овчинников, А. Гурьянов, А. Анопов, Е. Малявко // Ежегодная Каспийская техническая конференция и выставка SPE. – Астана, Казахстан, октябрь 2018. – SPE-192564-MS.
3. Implementation of tracer-based production logging technology for 3 phases inflow profiling in offshore extended reach drilled wells / K. Ovchinnikov, E. Malyavko, N. Husein, O. Gorbokonenko, P. Buzin, R. Gazizov // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 2020. – SPE-203030-MS.
4. Мухаметшин И.Р., Нухаев М.Т., Семикин Д.А. Исследования горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта при помощи химических индикаторов притока, установленных на элементах заканчивания // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 3. – С. 46–49.
5. Сопоставление промыслово-геофизических и трассерных методов исследований для контроля профиля притока в горизонтальных скважинах с многостадийным ГРП / З. Калуджер, К.В. Торопов, Р.Р. Муртазин, А.В. Сергейчев, А.Г. Климентьев, Р.М. Тугушев, Р.Г. Хадиев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 38–41.
6. Advanced reservoir characterization in Vaca Muerta using chemical tracer technology / P. Panichelli, J.R. Martinez, P. Crespo, I.L. Noguera, M. Chatterjee // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 2017. – SPE-188923-MS.
7. Advanced reservoir characterization in antelope shale using chemical tracer technology / M.K. Lal, A.K. Singh, J. Ezernack, J. Spencer // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – Texas, USA, January 2017. – SPE 184819-MS.
8. Яскевич С.В., Гречка В.Ю., Дучков А.А. Обработка данных микросейсмического мониторинга геодинамических событий с учетом сейсмической анизотропии массива горных пород // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2014. – № 6. – С. 41–52.
9. Van der Baan M., Eaton D., Dusseault M. Microseismic monitoring developments in hydraulic fracture stimulation // ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. – Brisbane, Australia, May 2013. – ISRM-ICHF-2013-003.
10. Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенных коллекторов Волго-Уральского региона России / А. Конопелько, В. Суковатый, А. Митин, А. Рубцова // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., Россия, октябрь 2015. – SPE-176710-RU.
11. Downhole camera run validates limited entry fracturing technique and improves pay coverage in deep tight laminated gas reservoir of Western India / Vishal Ranjan, Sanjeev Vermani, Aman Goyal, Shashank Pathak, Rajat Goyal, Diego Camilo Casallas Gelvez, Atul Singh, Shreya Pandey, Glyn Roberts, Ruchir Mehta // International Petroleum Technology Conference. – Riyadh, Saudi Arabia, February 2022. – IPTC-22502-MS.

12. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. – 676 с.
13. Научно-методические подходы для повышения эффективности разработки низкопроницаемых нефтяных коллекторов с применением горизонтальных скважин с множественным ГРП на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» / А.В. Колонских, К.В. Торопов, А.В. Сергейчев, Р.Р. Муртазин, А.С. Топольников, М.С. Антонов, Р.Г. Хадиев // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., Россия, Октябрь 2019. – SPE-196755-RU.
14. Топольников А.С., Михайлов В.Г., Яруллин А.П. Исследование многофазных течений в горизонтальной скважине с многостадийным гидроразрывом пласта // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 53–57.
15. New possibilities of well testing and production logging in horizontal wells with non-uniform inflow profile / M.I. Kremenetsky, S.I. Melnikov, A.I. Ipatov, A.A. Kolesnikova, A.A. Shorohov, A.V. Buyanov, K.Z. Musaleev // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, October 2017. – SPE-187752-MS.
16. Нагаева С.Н., Джабраилов Л.М. Доставка геофизической аппаратуры в горизонтальный участок с помощью скважинного трактора // Вестник Югорского государственного университета. – 2016. – Вып. 3 (42). – С. 77–81.
17. Evaluation of hydraulic fracturing effectiveness by combined analysis of spectral noise logging and high precision temperature logging data and subsequent numerical temperature modelling / R. Castiblanco, E.G. Ibrahim, A. Moiseenkov, I.H. Waili, F. Niyadi, Y. Al Ramidhi, I. Al Farei, Y. Nabhani, R.B. Lukmanov, M. Al-Hashemi, S. Aristov, S. Uralsky, R. Makhyanov, V. Skutin // SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – Muscat, Oman, October 2018. – SPE-191446-18IHFT-MS.
18. Скважинная шумометрия как энергосберегающая инновационная технология / А.М. Асланян, И.Ю. Асланян, Р.Р. Кантюков, Р.Н. Минахметова, Р.С. Никитин, Д.К. Нургалиев, С.В. Сорока // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – № 2. – С. 8–12.
19. Informative value and interpretation reliability of wide frequency range acoustic noise technique in operating horizontal wells / R.K. Yarullin, R.A. Valiullin, A.R. Yarullin, V.V. Shako, M.M. Bikkulov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Virtual, October 2021. – SPE-206619-MS.
20. Искибаев Р.Э. Анализ профиля притока горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Современные технологии: актуальные вопросы, достижения и инновации: Сборник статей XXX Международной научно-практической конференции. – Пенза, 2019. – С. 8–12.

Информация об авторах

Андрей Сергеевич Топольников, кандидат физико-математических наук, эксперт отдела цифровой трансформации комплексного управления активом ООО «РН-БашНИПИнефть», Россия, 450006, г. Уфа, ул. Ленина, 86/1. TopolnikovAS@bnipi.rosneft.ru

Рашид Камилевич Яруллин, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геофизики физико-технического института, Уфимский университет науки и технологий, Россия, 450076, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. RK@geotek.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7949-3503>

Рамиль Равилевич Муртазин, кандидат физико-математических наук, эксперт отдела проектирования разработки АО «ИГиРГИ», Россия, 117312, г. Москва, ул. Вавилова, 25, к. 1; доцент кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. RR_Murtazin@igirgi.rosneft.ru

Константин Витальевич Торопов, главный специалист ПАО «НК «Роснефть», Россия, 117997, г. Москва, Софийская набережная, 26/1. k_toropov@rosneft.ru

Поступила в редакцию: 07.06.2023

Поступила после рецензирования: 15.09.2023

Принята к публикации: 10.04.2024

REFERENCES

1. Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Abdullin R.I., Gareev R.R., Shiman A.P., Loshak A.A., Filev M.O. Welltesting for a linear development system in low permeability formation. *Oil industry*, 2021, no. 3, pp. 49–58. (In Russ.)
2. Dulkarnaev M., Ovchinnikov K., Gurianov A., Anopov A., Malyavko E. The First Comprehensive Study of tracer-based technologies in reservoir conditions. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2019. 15 p. (In Russ.)
3. Ovchinnikov K., Malyavko E., Husein N., Gorbokonenko O., Buzin P., Gazizov R. Implementation of Tracer-Based Production Logging Technology for 3 Phases Inflow Profiling in Offshore Extended Reach Drilled Wells. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, 2020. 12 p.
4. Mukhametshin I.R., Nukhaev M.T., Semikin D.A. Monitoring lateral wells with multi-stage fracturing using the chemical markers embedded in completion equipment. *Oil industry*, 2018, no. 3, pp. 46–49. (In Russ.)
5. Kaludzhher Z., Toropov K.V., Murtazin R.R., Sergeychev A.V., Klimentev A.G., Tugushev R.M., Hadiev R.G. Comparison of field-geophysical and tracer methods to control the inflow profile in horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. *Oil industry*, 2019, no. 9, pp. 38–41. (In Russ.)
6. Panichelli P., Martínez J. R., Crespo P., Noguera I. L., Chatterjee M. Advanced Reservoir Characterization in Vaca Muerta using Chemical Tracer Technology. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, 2017. 12 p.

7. Lal M.K., Singh A.K., Ezernack J., Spencer J. Advanced reservoir characterization in antelope shale using chemical tracer technology. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. Texas, USA, 2017. 12 p.
8. Yaskevich S.V., Grechka V.Yu., Duchko A.A. Processing microseismic monitoring data considering seismic anisotropy of rocks. *Journal of Mining Sciences*, 2014, no. 6, pp. 41–52. (In Russ.)
9. Van der Baan M., Eaton D., Dusseault M. Microseismic monitoring developments in hydraulic fracture stimulation. *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*. Brisbane, Australia, 2013. pp. 439–466.
10. Gutman S., Arefyev S., Mitin A., Rubtsova A. Microseismic monitoring of multistage hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Volgo-Urals region of Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2015. 19 p. (In Russ.)
11. Vishal Ranjan, Sanjeev Vermani, Aman Goyal, Shashank Pathak, Rajat Goyal, Diego Camilo Casallas Gelvez, Atul Singh, Shreya Pandey, Glyn Roberts, Ruchir Mehta. Downhole camera run validates limited entry fracturing technique and improves pay coverage in deep tight laminated gas reservoir of Western India. *International Petroleum Technology Conference*, 2022.
12. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. *Application of production and geophysical control for optimization of oil and gas field development. Vol 1. Fundamentals of hydrodynamic and geophysical control of development and production monitoring*. Izhevsk, Institute for Computer Research Publ., 2020. 676 p. (In Russ.)
13. Kolonsky A., Toropov K., Sergeychev A., Murtazin R., Topolnikov A., Antonov M., Khadiyev R. Scientific and methodological approaches to improve the development of low-permeability oil reservoirs using horizontal wells with multiple hydraulic fracturing on the territory of LLC RN-Yuganskneftegaz activity. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2019. 8 p. (In Russ.)
14. Topolnikov A.S., Mikhaylov V.G., Yarullin A.R. The research of multiphase flow in a horizontal well with multiple hydraulic fracturing. *Oil industry*, 2021, no. 8, pp. 53–57. (In Russ.)
15. Kremenetskiy M.I., Melnikov S.I., Ipatov A.I., Kolesnikova A.A., Shorohov A.A., Buyanov A.V., Musaleev K.Z. New possibilities of well testing and production logging in horizontal wells with non-uniform inflow profile. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2017. 20 p.
16. Nagaeva S.N., Dgabrailov L.M. Delivery of geophysical equipment in the horizontal section by means of a down hole tractor. *Yugra State University Bulletin*, 2016, vol. 12, no. 3, pp. 77–81. (In Russ.)
17. Castiblanco R., Ibrahim E.G., Moiseenkov A., Waili I.H., Niyadi F., AL Ramidhi Y., Al Farei I., Nabhani Y., Lukmanov R.B., Al-Hashemi M., Aristov S., Uralsky S., Makhyanov R., Skutin V. Evaluation of hydraulic fracturing effectiveness by combined analysis of spectral noise logging and high precision temperature logging data and subsequent numerical temperature modelling. *SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition*. Muscat, Oman, 2018. 15 p.
18. Aslanyan M., Aslanyan I.Yu., Kanyukov R.R., Minakhmetova R.N., Nikitin R.S., Nurgaliyev D.K., Soroka S.V. Well noise logging as an energy saving innovation technology. *Oil and Gas Engineering*, 2016, vol. 14, no. 2, pp. 8–12. (In Russ.)
19. Yarullin, R.K., Valiullin, R.A., Yarullin, A.R., Shako, V.V., Bikkulov, M.M. Informative value and interpretation reliability of wide frequency range acoustic noise technique in operating horizontal wells. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Virtual, 2021. SPE-206619-MS.
20. Iskibaev R.E. Analysis of the profile of inflow of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing. *Collection of articles of the XXX International scientific-practical conference. Modern technologies: current issues, achievements and innovations*. Penza, 2019. pp. 8–12. (In Russ.)

Information about the authors

Andrey S. Topolnikov, Cand. Sc., Expert, LLC «RN-BashNIPIneft», 86/1, Lenin street, Ufa, 450006, Russian Federation. TopolnikovAS@bnipi.rosneft.ru

Rashid K. Yarullin, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa University of Science and Technology, 32, Zaki Validi street, Ufa, 450076, Russian Federation. RK@geotek.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7949-3503>

Ramil R. Murtazin, Cand. Sc., Expert, JTC «IGiRGI», 25 bld. 1, Vavilov street, Moscow, 117312, Russian Federation; Associate Professor, Ufa State Oil Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russian Federation. RR_Murtazin@igirgi.rosneft.ru

Konstantin V. Toropov, Chief Specialist, PJSC «NK «Rosneft», 26/1, Sofiyskaya embankment, Moscow, 117997, Russian Federation. k_toropov@rosneft.ru

Received: 07.06.2023

Revised: 15.09.2023

Accepted: 10.04.2024