

## Сопоставление результатов исследования работы горизонтальной скважины, полученных с помощью комплекса ПГИ и постоянного мониторинга с помощью хромато-десорбционных систем

ENG

И.А. Никишин<sup>1</sup>, И.А. Платонов<sup>1</sup>, д.т.н, проф.  
П.А. Лютоев<sup>2</sup>, Д.В. Кузнецов<sup>2</sup>, С.Е. Никулин<sup>3</sup>, А.В. Шилов<sup>3</sup>  
М.Т. Нухаев<sup>4</sup>, к.т.н, проф., К.Т. Величко<sup>1</sup>  
Р.А. Минахметов<sup>1</sup>, к.х.н., В.А. Кабанов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> ООО «Планима Трассерс», г. Самара  
Тел. +7 (846) 225-32-00, info@planimaoil.ru

<sup>2</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Ками», г. Усинск

<sup>3</sup> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть»  
в г. Перми

<sup>4</sup> Сибирский федеральный университет, г. Красноярск

Представлена технология определения профиля притока для горизонтальных скважин с помощью хромато-десорбционных систем, а также ее сравнение с традиционными промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ). Результаты сопоставления двух технологий для данной скважины показали отличную сходимость по оценке профиля притока, при этом постоянный мониторинг с помощью ХД-систем показал преимущества с точки зрения технологии проведения работ.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Ярейюское месторождение, разработка нефтяных оторочек, определение и мониторинг интервалов прорыва газа и воды в скважину, технология мониторинга интервалов прорыва газа и воды с помощью хромато-десорбционных систем (ХДС),

### Comparison of the Results of PLT for Horizontal Well and Continuous Monitoring Using Chromato-Desorption Systems

I.A. Nikishin<sup>1</sup>, I.A. Platonov<sup>1</sup>, DSc, Prof.  
P.A. Lyutoev<sup>2</sup>, D.V. Kuznetsov<sup>2</sup>, S.E. Nikulin<sup>3</sup>  
A.V. Shilov<sup>3</sup>, M.T. Nukhaev<sup>4</sup>, PhD, Prof.  
K.T. Velichko<sup>1</sup>, R.A. Minakhmetov<sup>1</sup>, PhD  
V.A. Kabanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Planima Trassers LLS, Samara

<sup>2</sup> LUKOIL-Komi LLS, Usinsk

<sup>3</sup> Branch of "LUKOIL-Engineering" LLC  
"PermNIPineft", Perm

<sup>4</sup> Siberian Federal University, Krasnoyarsk

The paper presents the technology for determining the inflow profile for horizontal wells using chromato-desorption systems, as well as its comparison with traditional field geophysical surveys (PLT). The results of comparing the two technologies for this well showed excellent convergence in the assessment of the inflow profile, while continuous monitoring using HD systems showed advantages in terms of workflow.

**KEY WORDS:** the Yareyuyskoye field, development of oil rims, defining and monitoring of gas and

технология интеллектуальных индикаторов притока, исследования горизонтальной скважины, системы интеллектуальных маркеров на скважине, промыслово-геофизические исследования скважин (ПГИ)

water breakthrough intervals into a well, procedure to monitor gas and water breakthrough intervals using chromato-desorption systems (CDS), procedure of smart inflow indicators, horizontal well survey, smart marker systems in a well, field geophysical survey (PLT)

## ОБЗОР ХРОМАТО-ДЕСОРБЦИОННЫХ СИСТЕМ

Хромато-десорбционные системы (ХДС) являются новейшей технологией интеллектуальных индикаторов притока, применяемой для горизонтальных и наклонно направленных скважин с несколькими одновременно работающими разобщенными интервалами. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг и исследования работы скважин с большим количеством зон.

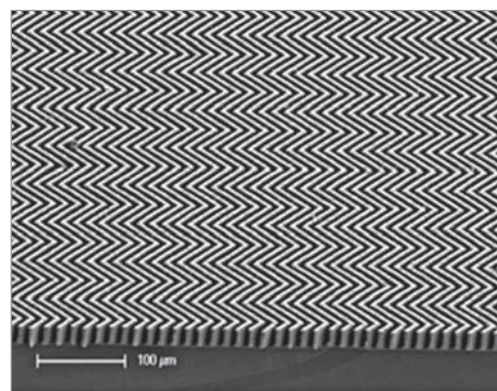
Системы представляют собой полимерный композиционный материал, в который на этапе изготовления запаковываются уникальные химические анализы. Их структуру можно наглядно видеть на **рис. 1, а–в**, где представлены сделанные под микроскопом фото при различных увеличениях объектива. ХДС устанавливаются на элементах нижнего заканчивания исследуемой скважины, например, в устройствах контроля притока, портах МГРП, секциях ГС, стволах многозабойных скважин и т.д. При этом для анализа работы каждого отдельного интервала синтезируются свои уникальные химические анализы (их количество зависит от видов пластовых флюидов (нефть, вода, газ), приток которых требуется отслеживать).

Технология ХДС разработана для работы со всеми видами целевых пластовых флюидов (нефтью, водой и газом) в течение достаточно длинного периода времени, благодаря чему можно будет отслеживать поинтервальный состав притока скважин до 7 лет.

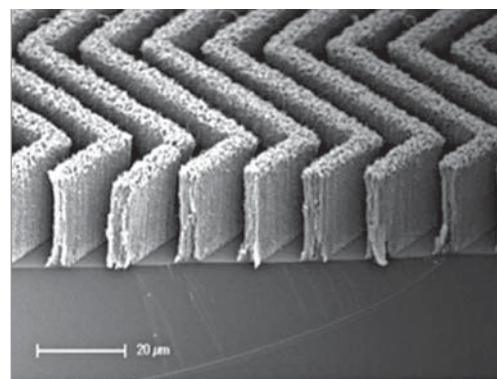
При контакте с целевым флюидом из ХДС начинают выделяться соответствующие анализы, которые с потоком жидкости или газа выносятся на поверхность в точку отбора проб. При этом скорость выделения анализов из несущих стержней постоянна и не зависит от дебита трассируемого интервала. На устье осуществляется отбор проб по определенной программе, анализ состава притока выполняется в лаборатории методами хроматографии. Технология позволяет без проведения геофизических исследований скважин (ГИС/ПГИ) определять во времени изменяющийся профиль притока и динамику работы скважины в целом.

Стандартная процедура проведения трассерного исследования горизонтальной или наклонно направленной скважины включает в себя следующие операции:

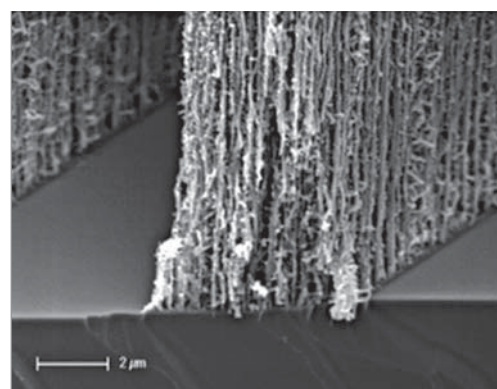
- разработка программы отбора проб флюидов и осуществление соответствующих работ согласно утвержденному документу;



**а**



**б**



**в**

**Рис. 1.** Структура полимерной матрицы при различных увеличениях объектива

- отправка отобранных проб в физико-химическую лабораторию для их дальнейшего анализа на содержание аналитов;

- интерпретация полученных результатов анализа лабораторных проб;

- составление информационного отчета по проделанной работе.

Подобное индикаторное исследование позволяет получить разностороннюю информацию о скважине на каждом этапе ее работы. Например, на этапе освоения после бурения анализ данных проб позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого ее интервала в отдельности, что может являться обоснованием для проведения стимуляции. Исследование в динамическом режиме работы скважины (режим «мониторинг») позволяет определить и локализовать интервалы прорыва воды и газа, что делает возможным принятие правомерного решения о проведении ремонтно-изоляционных работ и дополнительной стимуляции.

### МОНИТОРИНГ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ № XXX ЯРЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ХРОМАТО-ДЕСОРБЦИОННЫХ СИСТЕМ

Ярейюское месторождение расположено в Ненецком автономном округе, 120 км северо-

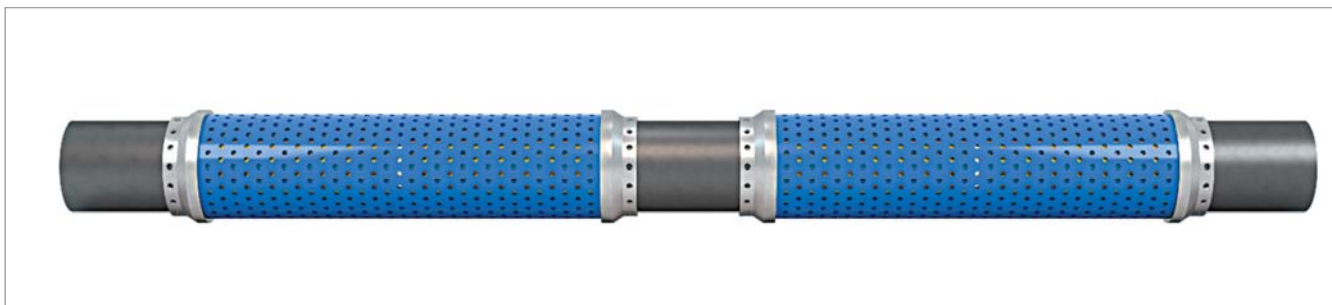
восточнее г. Нарьян-Мара – административного центра округа, являющегося крупным речным и морским портом на Крайнем Севере в устье р. Печоры. Ближайшим от месторождения крупным населенным пунктом является железнодорожная станция Усинск, удаленная на юго-восток на 215 км по прямой.

Нижнее заканчивание скважины № XXX представляет собой составной хвостовик из труб  $\varnothing 114$  мм, разделенный пакерами на пять изолированных зон (интервалов). В каждом отдельном интервале установлены хромато-десорбционные системы PNM-WATER (вода), PNM-OIL (нефть) и PNM-GAS (газ). Таким образом, всего в компоновке нижнего заканчивания установлено пять видов уникальных интеллектуальных химических маркеров всех типов.

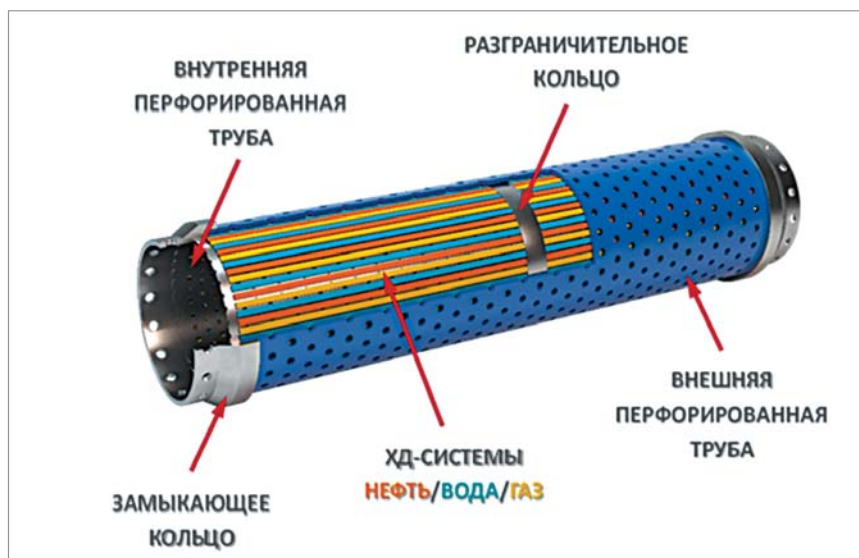
Хромато-десорбционные системы интегрированы в фильтры кожухов-носителей, расположенные поверх труб хвостовика (рис. 2). Каждый отдельный кожух несет в себе ХДС всех типов (вода/нефть/газ) и фиксируется на базовой трубе нижнего заканчивания при помощи стопорных винтов.

Схематичное изображение фильтра кожуха-носителя с интегрированными ХД-системами всех типов можно наглядно видеть на рис. 3.

Схема нижнего заканчивания исследуемой скважины отображена на рис. 4, а на рис. 5 можно видеть ее траекторию.



**Рис. 2.** Схематичное расположение фильтров кожухов-носителей на глухой трубе



**Рис. 3.** Схематичное изображение фильтра кожуха-носителя с интегрированными ХД-системами всех типов

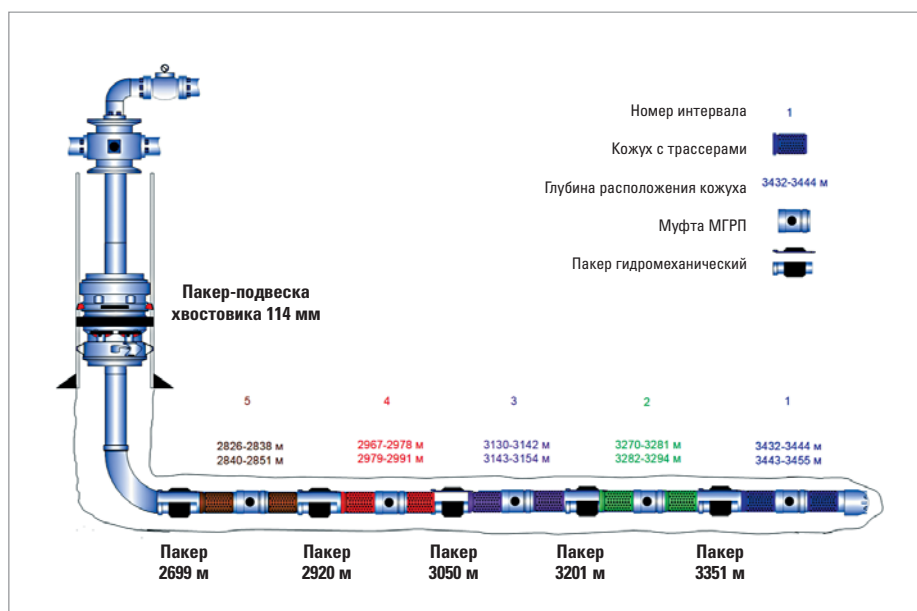


Рис. 4. Схема нижнего заканчивания скважины № XXX

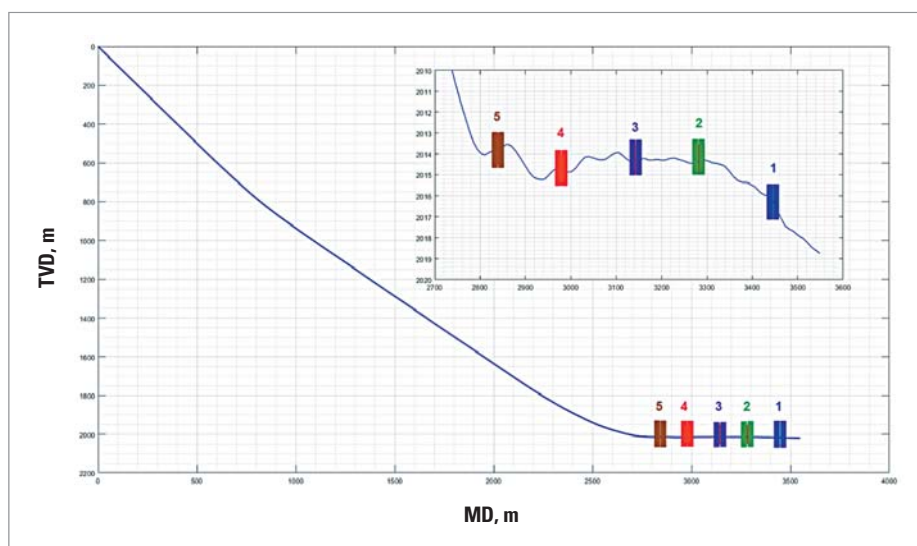


Рис. 5. Траектория скважины № XXX

### ИССЛЕДОВАНИЯ В 2022 ГОДУ

В марте 2022 г. на скважине № XXX с целью количественного определения профиля притока параллельно проводились промыслово-геофизические исследования с использованием скважинного трактора (ПГИ) и трассерные исследования с помощью хромато-десорбционных систем, после чего результаты двух разных методов сравнивались для валидации полученных данных и комплексной интерпретации.

Таблица 1

Параметры скважины во время проведения исследований

Дата	Диаметр штуцера, мм	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут
04.03.2022	12	40,3	1,5	39,7	54,4
05.03.2022	10	28,9	1,5	28,5	37,1
06.03.2022	8	15,0	1,5	14,8	22,2
16.03.2022	12	45,9	1,5	45,2	53,7
17.03.2022	12	43,0	1,5	42,3	53,1

В период с 4 по 17 марта 2022 г. был произведен отбор 77 проб жидкости для определения притока флюида в каждом интервале исследуемой скважины. Также были отобраны восемь проб газа для диагностики интервалов его прорыва в скважину.

Суточные параметры режимов работы скважины в период отбора проб приведены в табл. 1.

### АНАЛИЗ ПРИТОКА ГАЗА

В ходе работ было исследовано восемь проб газа, отобранных при значениях диаметра штуцера 8, 10 и 12 мм. Для каждой отдельно взятой пробы определялись отклики (сигналы) трассерных систем и концентрация трассерного вещества (табл. 2, рис. 6). В ходе данной сессии произошла фиксация аналитов из всех пяти интервалов. Данный результат объясняется тем, что забойное давление скважины (рис. 7) ниже уровня давления насыщения нефти газом (11 МПа), и растворенный газ активирует ХДС во всех интервалах.

В ходе текущей сессии отбора проб значения концентраций аналитов, полученные во втором интервале, оказались значительно ниже остальных. Было сделано предположение, что это связано с добычей прорывного газа в этой зоне, что также косвенно подтверждается оперативными результатами ПГИ (в районе муфты № 2

Таблица 2  
Информация об отобранных пробах газа

Номер пробы	Дата – время, дд.мм.гг – чч:мм	Диаметр штуцера, мм	Концентрации аналитов в пробе газа, у. ед.				
			1	2	3	4	5
1	04.03.2022 – 14:00	12	13,3	0,6	8,7	7,0	14,4
2	04.03.2022 – 17:00	12	25,4	1,2	9,7	8,6	18,7
3	05.03.2022 – 5:00	10	25,4	1,4	6,8	4,3	13,5
4	05.03.2022 – 8:00	10	18,3	1,0	4,5	2,5	15,8
5	06.03.2022 – 9:35	8	35,9	1,2	5,6	3,7	17,4
6	06.03.2022 – 10:40	8	30,4	1,0	17,1	3,6	26,4
7	16.03.2022 – 23:00	12	27,0	0,8	11,9	3,9	19,7
8	17.03.2022 – 3:00	12	30,4	0,8	9,4	3,2	19,8

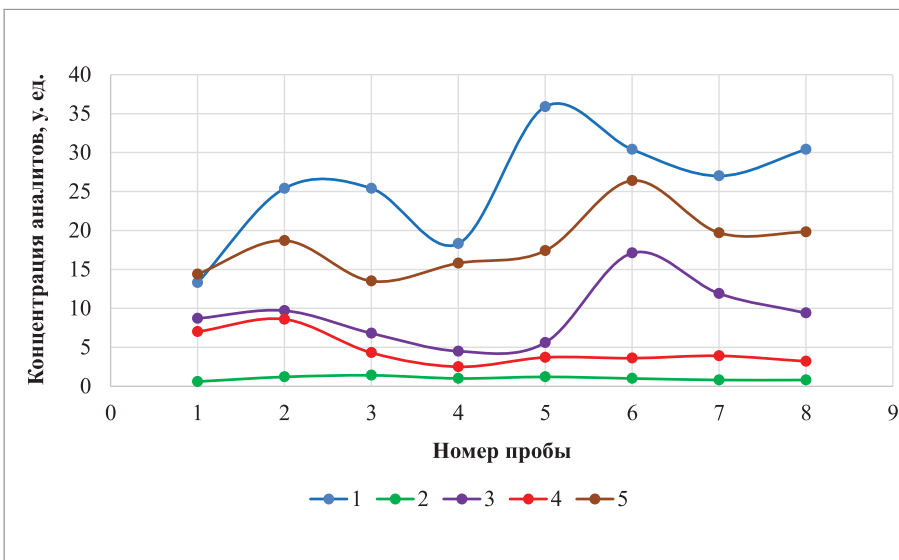


Рис. 6. Концентрации газовых аналитов из скважины № XXX

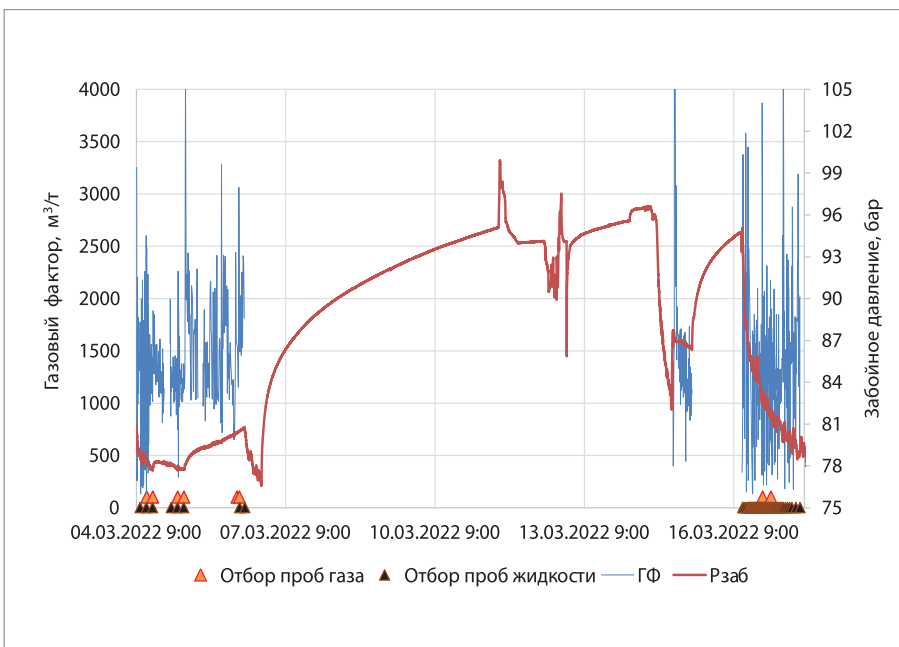


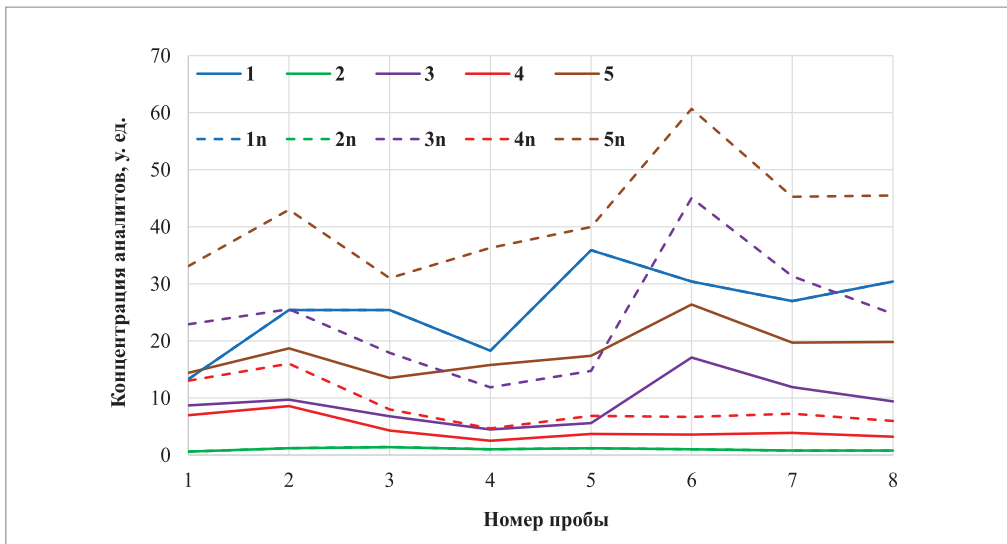
Рис. 7. Газовой фактор и забойное давление скважины № XXX в ходе исследований

отмечается наиболее существенная отрицательная термоаномалия). Аналогичная ситуация наблюдается и по четвертому интервалу скважины.

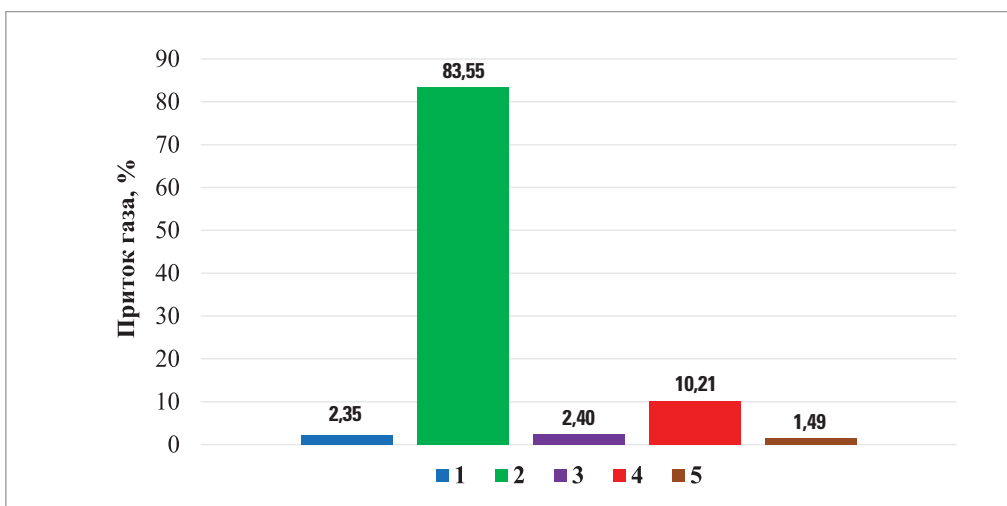
Для количественной оценки поинтервального дебита газа был произведен перерасчет концентраций с поправкой на скорости выделения аналитов из каждой ХДС (рис. 8).

По полученным результатам дана количественная оценка профиля притока по газу из всех интервалов исследуемой скважины (рис. 9). Основной приток газа отмечается из второго и четвертого интервалов, значения концентраций аналитов по которым в исследованных пробах значительно ниже остальных. Предполагаем, что это связано с добычей прорывного газа, что также косвенно подтверждается оперативными результатами ПГИ (в районе муфт № 2 и № 4 отмечаются наиболее существенные термоаномалии).

Сравнение данных интерпретации трассерных исследований и ПГИ по газу свидетельствует о расхождении из-за отсутствия показаний по прорывному газу со стороны последних. При этом факт наличия прорывного газа подтверждается расчетными данными и составляет более 90 % от всего фактически добываемого объема газа.



**Рис. 8.** Концентрации газовых анализов из скважины № XXX (до и после нормировки на скорость выделения анализов)



**Рис. 9.** Количественная оценка притока газа из скважины № XXX

### АНАЛИЗ ПРИТОКА НЕФТИ

В ходе работ было отобрано 77 проб жидкости. В результате лабораторных исследований во всех пробах были обнаружены анализы всех пяти интервалов, что говорит о контакте ХД-систем с нефтью во всех интервалах.

Точное решение зависимости концентрации анализа от времени в схеме притока для различных интервалов, где после остановки скважины вещество трассера накапливается в некоторых одинаковых объемах  $V$ , выражается следующей формулой:

$$C_i(t) = \frac{q}{Q_\Sigma} \left( 1 + \left( \frac{Q_i t_0}{V} - 1 \right) \exp \left( -\frac{Q_i}{V} t \right) \right), \quad (1)$$

где  $V$  – объем области,  $\text{м}^3$ ;

$q$  – скорость выделения маркера,  $\text{мг/сут}$ ;

$Q$  – приток флюида в данной области,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$Q_\Sigma$  – суммарный приток флюида,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$C_i$  – концентрация маркера « $i$ » в основном потоке,  $\text{нг/мл}$ ;

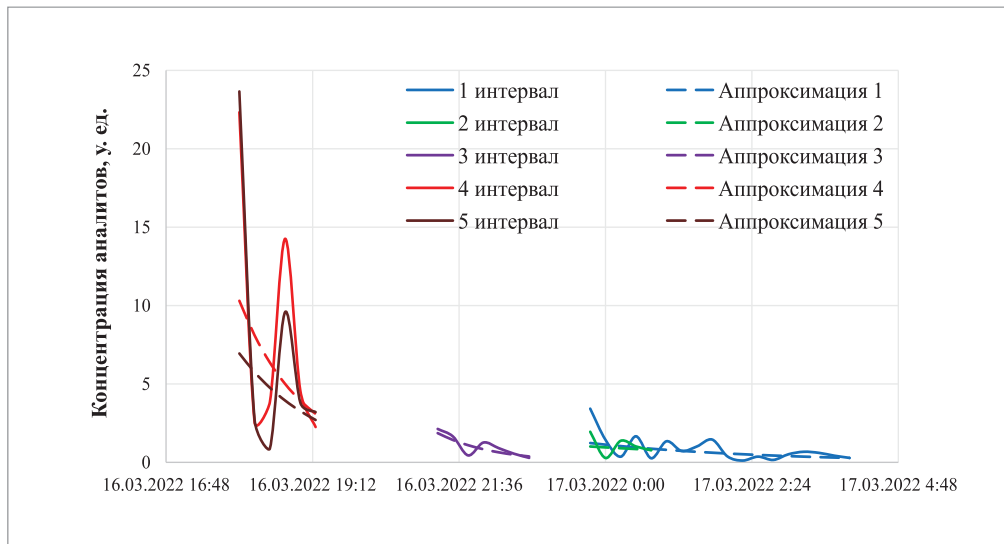
$t_0$  – время остановки скважины,  $\text{сут}$ .

Таким образом, можно показать, что в предельном случае, когда скорость выделения маркера  $q$  будет

гораздо меньше вымывания, дебиты можно аппроксимировать функциями типа спадающих экспонент, где их показатели пропорциональны притоку вещества, соответствующего маркеру. Случай для четырех интервалов представлен в формуле

$$\begin{cases} C_1(t) = A_1 \exp(-\alpha_1 t) + B_1 \\ C_2(t) = A_2 \exp(-\alpha_2 t) + B_2 \\ C_3(t) = A_3 \exp(-\alpha_3 t) + B_3 \\ C_N(t) = A_N \exp(-\alpha_N t) + B_N \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Q_1 = \frac{\alpha_1}{\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4} Q_\Sigma \\ Q_2 = \frac{\alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4} Q_\Sigma \\ Q_3 = \frac{\alpha_3}{\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_4} Q_\Sigma \\ Q_N = \frac{\alpha_N}{\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 + \alpha_N} Q_\Sigma \end{cases}, \quad (2)$$

При построении аппроксимаций зависимости концентрации индикаторных веществ от времени функциями вида (2) (рис. 10) были получены показатели  $\alpha$ . По полученным данным с помощью идеальной модели уменьшения концентрации маркера были восстановлены доли притока целевого пластового флюида с каждого отдельного интервала скважины. Численные результаты определения поинтервального профиля притока нефти в исследуемой



**Рис. 10.** Аппроксимация зависимости концентрации от времени спадающими экспонентами для всех исследуемых интервалов

скважине приведены в **табл. 3**, аналогичные данные представлены в графическом виде на **рис. 11**.

Параллельно проводились работы по количественному определению профиля притока в скважине с помощью промысловой геофизики (прибор FSI спускался на тракторе для проведения исследования скважины).

В процессе проведения работ инженеры-интерпретаторы геофизической компании отметили следующее:

- залипание (остановка) расходомеров во время спуска и подъема по причине их засорения;
- недохождение прибора до 1-го порта МГРП;
- нестабильное (пульсирующее) состояние скважины во время проведения исследований;
- значительные термоаномалии в районе интервала муфт № 2 и № 4.

Сравнение данных интерпретации трассерных исследований и ПГИ по нефти показали отличную схожимость для портов 3, 4 и 5 (рис. 11). Незначительное различие в оценке притока нефти из интервалов № 1 и № 2 (различие в 3 % и 9 % соответственно) в пер-

вую очередь обусловлено отсутствием показаний по прорывному газу со стороны ПГИ, а также невозможностью доставки прибора ПГИ ниже муфты № 2 (предпоследний интервал от устья) и соответствующей интерпретации данных притока по данным портам.

### АНАЛИЗ ПРИТОКА ВОДЫ

В ходе работ было исследовано 77 проб. Однако в силу того, что скважина продолжает работать флюидом с малым содержанием воды, только в пяти пробах ее объем оказался достаточным для анализа концентрации аналитов.

В ходе анализа проб были обнаружены все виды водных аналитов, установленных в скважину, следовательно, вода поступает из всех пяти интервалов. Отметим, что приток воды в интервалах 3 и 4, скорее всего, связан с остатками жидкости ГРП.

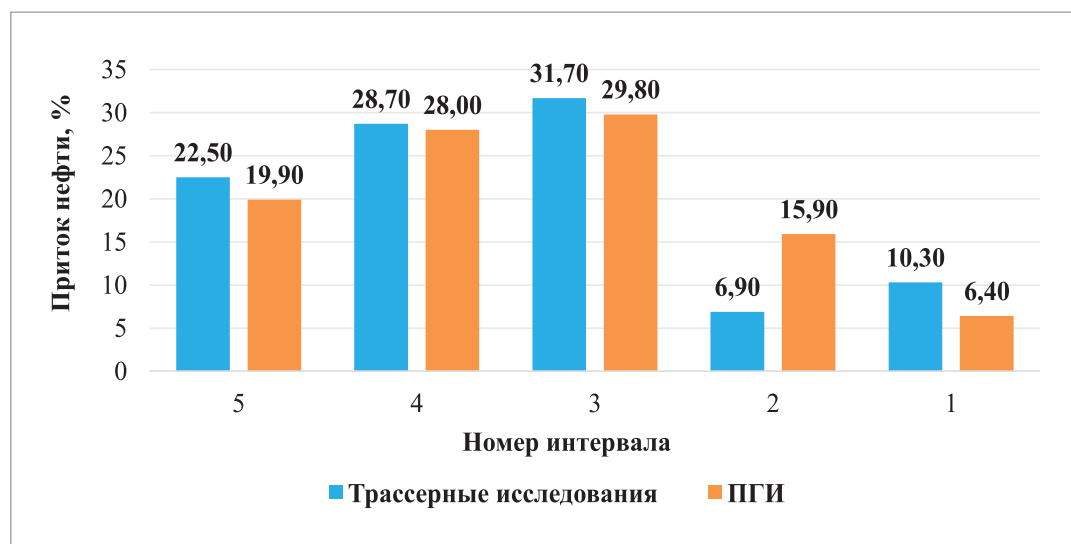
### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных в настоящей работе исследований пластовых флюидов, отобранных

Таблица 3

**Результаты определения поинтервального профиля притока нефти в исследуемой скважине (из расчета среднесуточного дебита скважины 42,3 т/сут)**

№ интервала	$\alpha$	Соотношение притока нефти, %	Дебит нефти, т/сут
1	8,27	10,27	4,34
2	5,55	6,89	2,92
3	25,54	31,71	13,41
4	23,10	28,68	12,13
5	18,09	22,46	9,50



**Рис. 11.** Сравнение профилей притока нефти по данным трассерных исследований и ПГИ

из скважины № XXX Ярейюского месторождения, и сопоставления соответствующих результатов с данными, полученными с помощью комплекса ПГИ, получена уточняющая информация, необходимая для планирования возможного комплекса мер геологического, технологического, технического и экономического характера, направленных на реализацию проектных решений по объекту, оптимизации его работы и обеспечения максимальной добычи углеводородов.

В частности:

■ По результатам анализа восьми проб газа получена количественная оценка профиля притока по газу из всех интервалов исследуемой скважины. Основной приток газа отмечается из второго и четвертого интервалов, значения концентраций анализов по которым в исследованных пробах значительно ниже остальных. Предполагается, что это связано с добычей прорывного газа, что также косвенно подтверждается оперативными результатами ПГИ (в районе муфт № 2 и № 4 отмечаются наиболее существенные термоаномалии).

■ По результатам анализа 77 проб жидкости была дана оценка обводненности добываемой продукции, а также получен уточненный профиль притока нефти со всех разобщенных интервалов горизонтального участка. Что касается анализа трассеров на воду, то только в пяти пробах объем воды оказался достаточным для анализа концентрации индикаторных веществ. Скважина продолжает работать флюидом с малым содержанием воды, средний показатель обводненности не превышает 1,5 %. Однако в ходе

анализа проб были обнаружены все установленные водные аналиты. При этом приток воды в интервалах 3 и 4, скорее всего, связан с остатками жидкости ГРП.

■ Сравнение данных интерпретации трассерных исследований и результатов ПГИ по нефти показали общую картину распределения рабочих интервалов для портов 3, 4 и 5. Различие в оценке притока нефти из интервалов 1 и 2 (в 3 % и 9 % соответственно) обусловлено отсутствием показаний по прорывному газу со стороны ПГИ, а также невозможностью доставки прибора ПГИ ниже муфты № 2 (предпоследний интервал от устья) и соответствующей интерпретации данных притока по данным портам.

■ Сравнение данных интерпретации трассерных исследований и результатов ПГИ по газу показали расхождение из-за отсутствия показаний по прорывному газу со стороны последних, а также отсутствием исследований всех интервалов в связи с непрохождением прибора. При этом факт наличия прорывного газа подтверждается расчетными данными и составляет более 90 % от всего фактически добываемого объема газа.

На основании результатов, полученных недропользователем совместно с научно-исследовательским и проектным институтом, было принято решение о проработке вопроса по возможным технологиям ограничения газопитока при существующей конструкции скважины и в случае дальнейшего положительного обоснования рекомендовать выбранную технологию в программу опытно-промышленных работ.