

SPE-206488-RU

Использование хромато-десорбционных систем для оптимизации положения скважины относительно границ контактов при разработке нефтяных оторочек

Павел Александрович Лютоев а также Дмитрий Викторович Кузнецов, ООО «Лукойл-Коми»; Игорь Александрович Никишин, Евгений Георгиевич Ефимов, а также Радик Ахсянович Минахметов, ООО «Планима Трассерс»; Игорь Артемьевич Платонов, «Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева»; Марат Тохтарович Нухаев, Сибирский Федеральный Университет / Институт автоматике и электрометрии СО РАН; Василий Алексеевич Кабанов, АО НПФ «СИАНТ»; Александр Васильевич Зайцев, Институт теоретической и прикладной механики СО РАН, Новосибирский Государственный Университет

Авторское право 2021, Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Данная статья была подготовлена для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, которая пройдет 12-15 октября 2021 года в виртуальном формате.

Данная статья была отобрана Программным комитетом SPE для представления на конференции на основе информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания статьи Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, внесение исправлений и изменений является обязанностью и ответственностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или членов Общества. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данной статьи без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом иллюстрации копировать не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

В данной работе представлена новая технология определения профиля притока при разработке нефтяных оторочек с помощью хромато-десорбционных систем, позволяющая решить одну из критических задач при использовании длинных горизонтальных и многозабойных скважин – оптимизация положения скважины, относительно границ контактов для предотвращения ранних прорывов воды и газа.

Общая характеристика Ярейюского месторождения

Ярейюское месторождение (Рисунок 1) 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.



Рисунок 1—Расположение Ярейюского месторождения

Месторождение входит в состав Ярейюского нефтегазоносного района Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и является одним из самых северных разрабатываемых в России.

Ярейюское НГКМ содержит две залежи нефти и газа (газовая шапка) в органогенном массиве ассельско-сакмарского ярусов и карбонатных пластах артинского яруса нижней перми. Ассельско-сакмарская нефтегазовая залежь находится на глубине 2031-2114 м. Средняя пористость 13%, проницаемость 0.043 мкм². Нефть легкая, плотностью 844.0 кг/м³ с высоким содержанием растворенного в ней газа – 53.4 нм³/т. Содержание смол – 2.00%, парафина - до 4.0%, серы - менее 0.5%. Артинская нефтегазовая залежь находится в известняках на глубине 1941-2043 м. Пористость карбонатных коллекторов достигает 15%, проницаемость 0.004 мкм². Нефть легкая, плотностью до 843.0 кг/м³, вязкостью 5.4 МПа*с с высоким содержанием растворенного в ней газа – 54.4 нм³/т. Содержание смол достигает 4.00%, парафина - до 4.0%, серы - до 0.6%.

Обзор систем интеллектуальных индикаторов притока

Хромато-десорбционные системы (ХДС) являются новейшей технологией интеллектуальных индикаторов притока. В данном случае уникальные химические анализы запаковываются в хромато-десорбционные системы (Рисунок 2) и затем внедряются в полимерный материал в форме стержней, которые устанавливаются в оборудование нижнего заканчивания, например, в устройства контроля притока. Технология хромато-десорбционных систем разработана для работы с целевым пластовым флюидом (нефтью, водой или газом) в течение достаточно длинного периода времени.

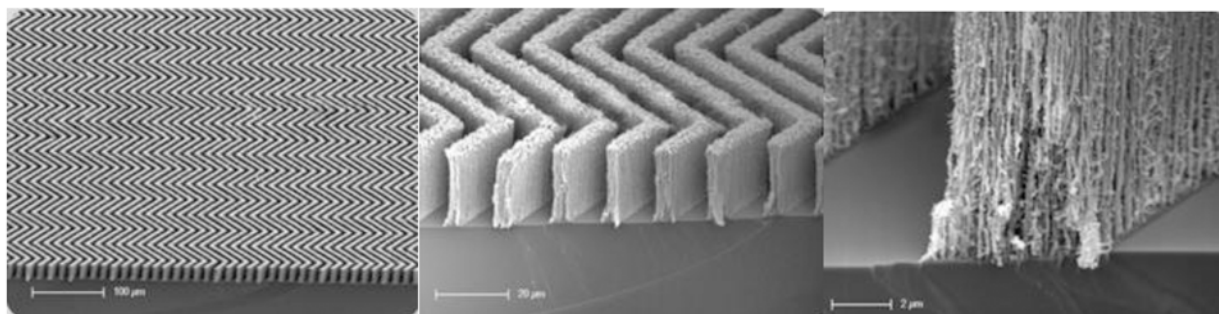


Рисунок 2—Хромато-десорбционные системы под микроскопом (различное увеличение)

Для анализа работы каждого интервала скважины было синтезировано достаточное количество уникальных химических аналитов. Таким образом, можно проводить постоянный мониторинг работы горизонтальной скважины с большим количеством зон.

При контакте с целевым флюидом (водой, нефтью или газом), аналиты выделяются из ХДС и далее выносятся потоком пластового флюида на поверхность в точку отбора проб. При этом скорость выделения аналитов из несущих стержней постоянна и не зависит от дебита трассируемого интервала. Стандартная процедура проведения трассерного исследования горизонтально скважины включает в себя следующее:

- Производится отбор проб по определенной программе исследования.
- Взятые пробы нефти и воды отправляются в физико-химическую лабораторию, где проводится их анализ на содержание аналитов.
- По результатам анализа проб, составляется отчет по работе данной горизонтальной скважины.

На каждом этапе работы скважины трассерное исследование позволяет получить разностороннюю информацию о скважине. Например, на этапе освоения скважины после бурения, анализ данных проб позволяет качественно оценить эффективность очистки ствола скважины и работу каждого интервала скважины, что позволяет принять решение о стимуляции. Исследование в динамическом режиме работы скважины (режим «мониторинг») позволяет определить и локализовать интервалы прорыва воды и газа, что делает возможным принятие обоснованного решения о проведении ремонтно-изоляционных работ и дополнительной стимуляции.

Дополнительной опцией, предлагаемой при проведении мониторинга с помощью хромато-десорбционных систем, является возможность выполнять анализ трассерных веществ и, соответственно, определять интервалы прорыва газа с помощью микрохроматографа непосредственно на исследуемой скважине, что не требует транспортировки и обработки в специализированной стационарной химической лаборатории.

Установка системы интеллектуальных маркеров на скважине № XXX Ярейюского месторождения

Нижнее заканчивание скважины представляет собой составной хвостовик из труб Ø114 мм. Всего в компоновке нижнего заканчивания установлено пять интеллектуальных маркеров.

Хромато-десорбционные системы были установлены на фильтр-кожухи носители, расположенными поверх труб хвостовика (Рисунок 3, 4). В конструкцию фильтр-кожухов носителей интегрированы Хромато-Десорбционные Системы с газовыми, водными и нефтяными индикаторами.

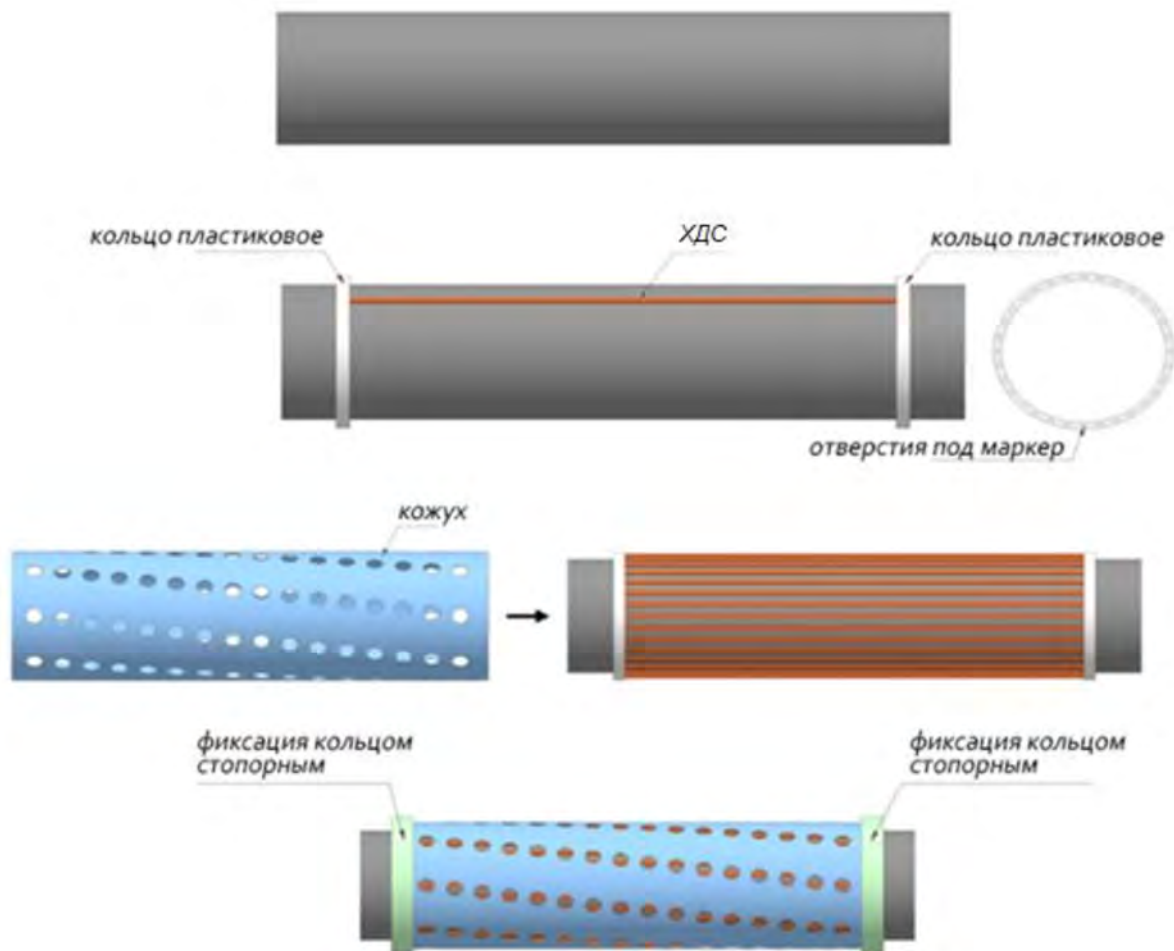


Рисунок. 3—Схема установки хромато-десорбционных систем



Рисунок 4—Процесс установки хромато-десорбционных систем

На каждый интервал исследования используются кожухи-носители с одним видом ХДС ОП, WATER, GAS. Схема расстановки кожухов-носителей отображена на [Рисунке 5](#).

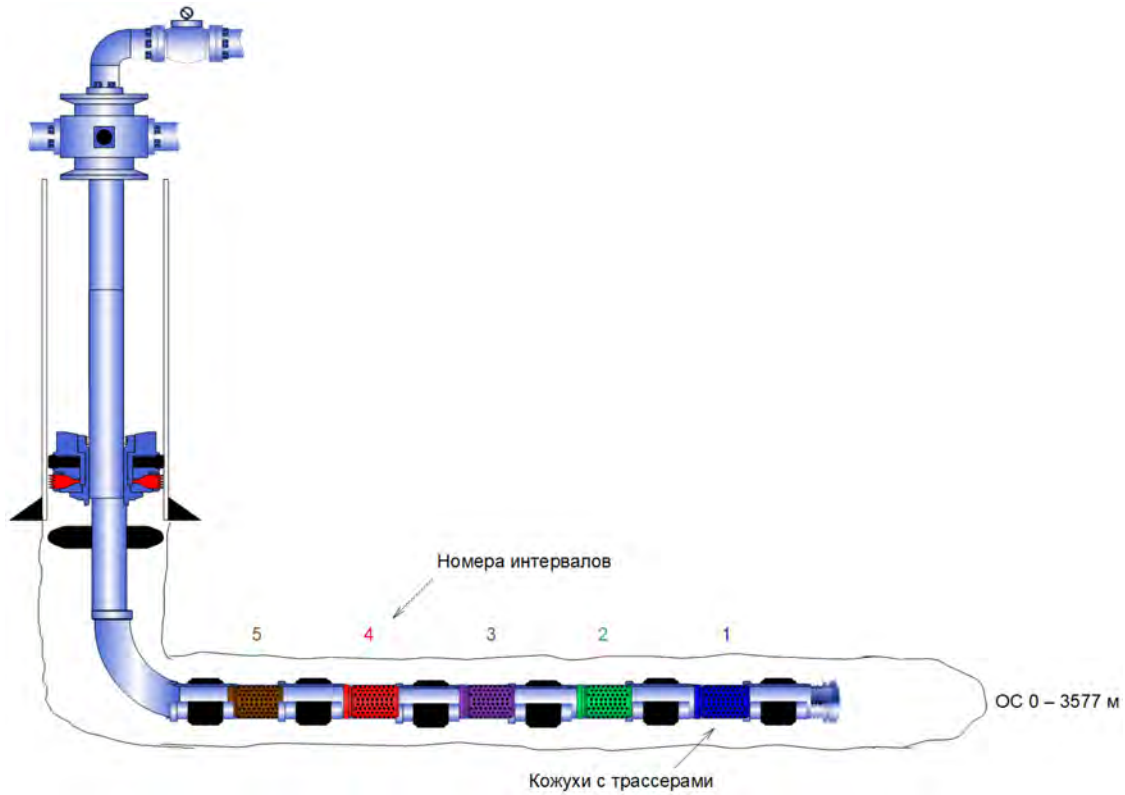


Рисунок 5—Схема расстановки кожухов-носителей XXX скважины

Исследования в апреле 2021г

В период с 04.04.2021 по 08.04.2021 был произведен отбор 45 проб жидкости (Рисунок 6) для определения притока флюида в каждом интервале скважины №XXX, вместе с этим для диагностики интервалов прорыва газа, были отобраны 7 проб газа.



Рисунок 6—Пробы, отобранные в ходе исследования

Суточные параметры режимов работы скважины в период отбора проб приведены в [Таблице 1](#).

Таблица 1—Параметры скважины во время проведения исследований

Дата	Шт. мм	Дебит нефти, м ³ /сут.	Дебит воды, м ³ /сут.	Дебит газа, тыс. м ³	Газовый фактор, м ³ /м ³
04.04.2021	12	91.6	6.1	75.5	0.77
05.04.2021	8	31	2	79	2.38
06.04.2021	8	19.3	1.3	63.7	3.1
07.04.2021	8	15	2	75	4.4
08.04.2021	8	25	2.9	60	2.15

Траектория скважины отображена на [Рисунке 7](#).

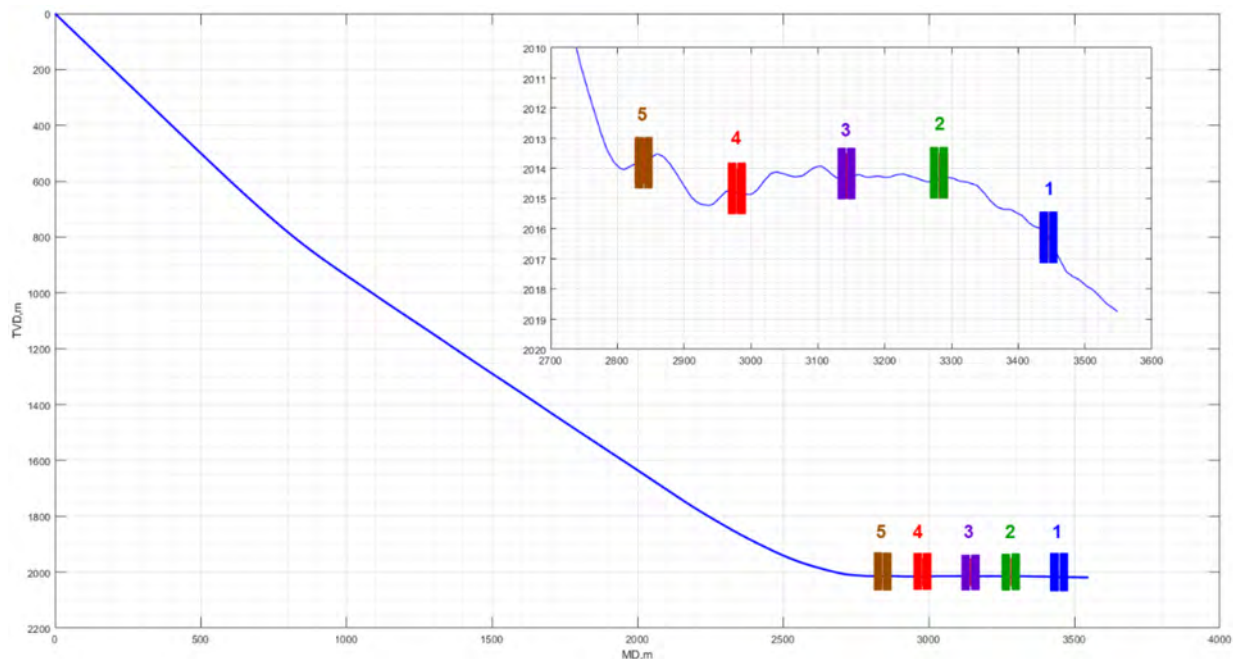


Рисунок 7—Траектория скважины №XXX

Анализ притока газа

В ходе работ было исследовано 7 проб, отобранных при значениях диаметра штуцера 8 мм и 12 мм. Для каждой отдельно взятой пробы определялись отклики (сигналы) трассерных систем, концентрация трассерного вещества ([Таблица 2](#)). В каждой наблюдаемой пробе были зафиксированы анализы только из 4 интервала ([Рисунок 8](#)). Исходя из данных результатов было выдвинуто предположение, что весь газ, добываемый из скважины, поступает из данного интервала.

Таблица 2—Информация об отобранных пробах газа

Номер пробы	Дата-Время (ДД.ММ.ГГ - чч:мм)	Диаметр штуцера, мм	Концентрации анализов в пробе газа, ед.				
			1	2	3	4	5
1	05.04.21 1:10	12	0.0	0.0	0.0	203.6	0.0
2	05.04.21 8:50	12	0.0	0.0	0.0	133.8	0.0
3	06.04.21 1:00	8	0.0	0.0	0.0	217.7	0.0

Номер пробы	Дата-Время (ДД.ММ.ГГ - чч:мм)	Диаметр штуцера, мм	Концентрации аналитов в пробе газа, ед.				
			1	2	3	4	5
4	06.04.21 8:57	8	0.0	0.0	0.0	287.1	0.0
5	07.04.21 22:20	8	0.0	0.0	0.0	418.6	0.0
6	08.04.21 10:40	8	0.0	0.0 <td 0.0	179.2	0.0	
7	08.04.21 20:20	8	0.0	0.0	0.0	281.3	0.0



Рисунок 8—Концентрации газовых аналитов из 4 интервала скважины №XXX

Анализ притока нефти

В ходе работ было отобрано 45 проб жидкости. В результате лабораторных исследований, во всех пробах были обнаружены аналиты всех пяти интервалов, что говорит о контакте ХД систем с нефтью во всех интервалах.

На **Рисунке 9** показаны концентрации аналитов из скважины при работе до и после останова.

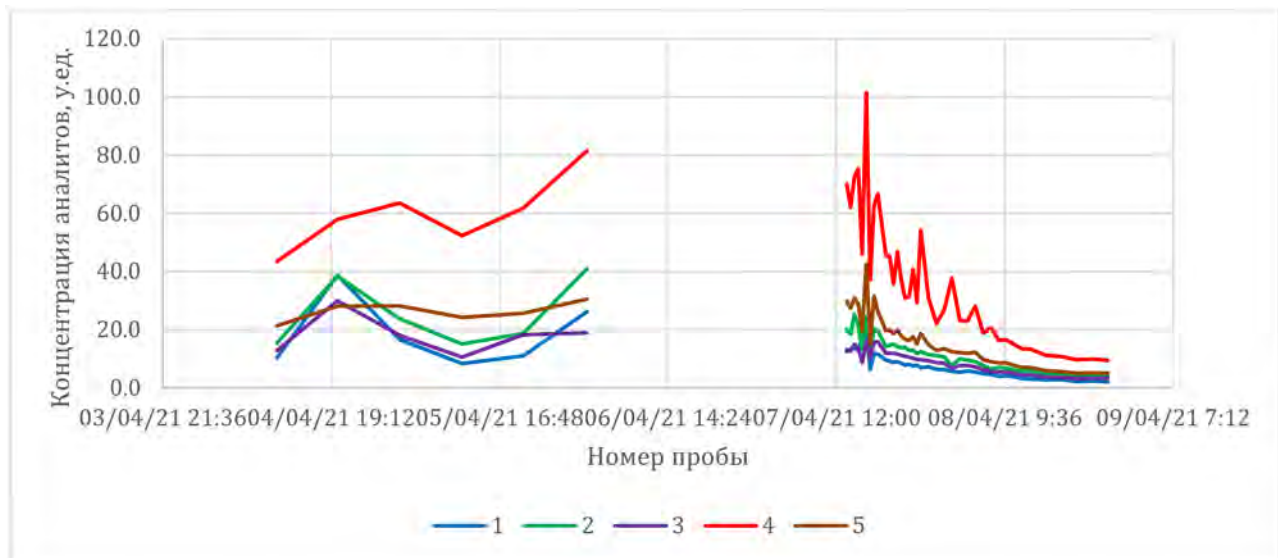


Рисунок 9—Концентрации нефтяных аналитов из скважины №XXX

Точное решение зависимости концентрации аналита модели от времени, где после остановки скважины вещество трассера, накапливается в некоторых одинаковых объемах V (Рисунок 10) выражается формулой (1).

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

Где m – масса маркера в рабочей области (мг), V – объем области в м³, q – скорость выделения маркера в мг/сут, Q приток флюида в данной области в м³/сут, Q_Σ – суммарный приток флюида в м³/сут, C_i – концентрация маркера «i» в основном потоке (нг/мл), t_0 – время остановки скважины.

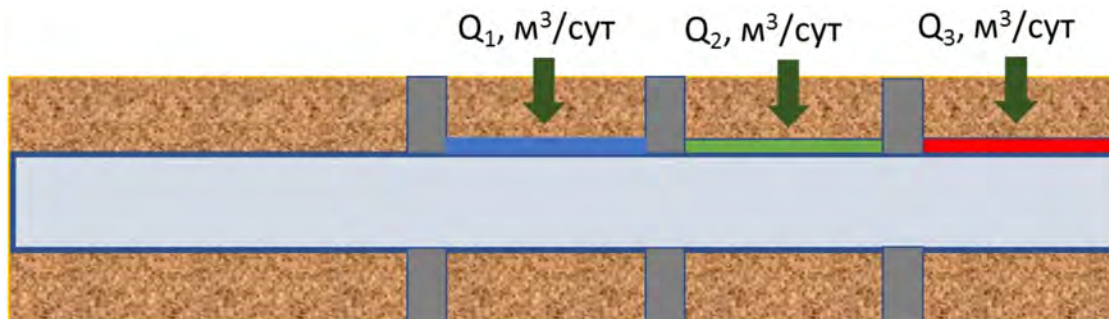


Рисунок 10—Схема притока для трех разных интервалов

Таким образом, можно показать, что в предельном случае, когда q скорость выделения маркера будет гораздо меньше вымывания дебиты можно аппроксимировать функциями типа спадающих экспонент, где их показатели пропорциональны притоку вещества, соответствующего маркеру. Случай для трех интервалов представлен в формуле (2).

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

При построении аппроксимаций зависимости концентрации от времени функциями вида (2) (Рисунок 11), были получены показатели $\alpha_1 \dots \alpha_5$, по которым восстановлены доли притока с интервала по идеальной модели уменьшения концентрации маркера (Таблица 3).

Таблица 3—Процентное соотношение притока нефти для каждого интервала

№ интервала	α	% притока нефти
1	2.492	20.7624
2	2.632	18.6143
3	2.473	17.3091
4	2.910	22.9296
5	2.779	20.3846

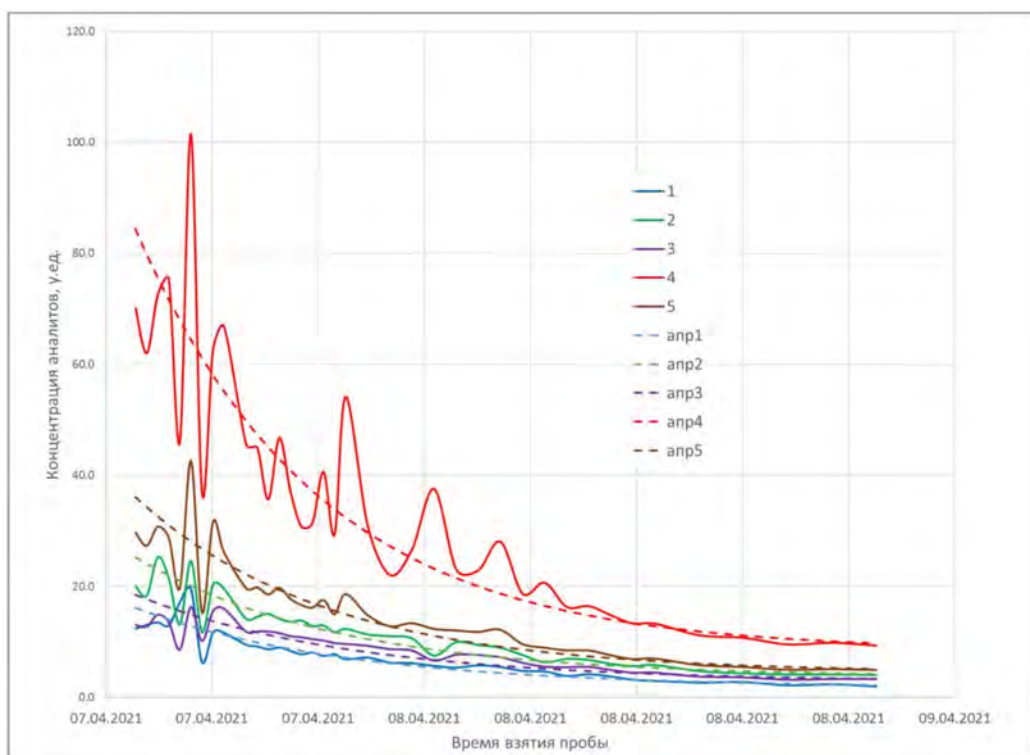


Рисунок 11—Аппроксимация зависимости концентрации от времени спадающими экспонентами

Анализ притока воды

В ходе работ было исследовано 45 проб. Однако лишь в 5 пробах, объём воды оказался достаточным для анализа концентрации аналитов.

Для каждой отдельно взятой пробы определялись отклики (сигналы) трассерных систем, концентрация трассерного вещества (Рисунок 12).

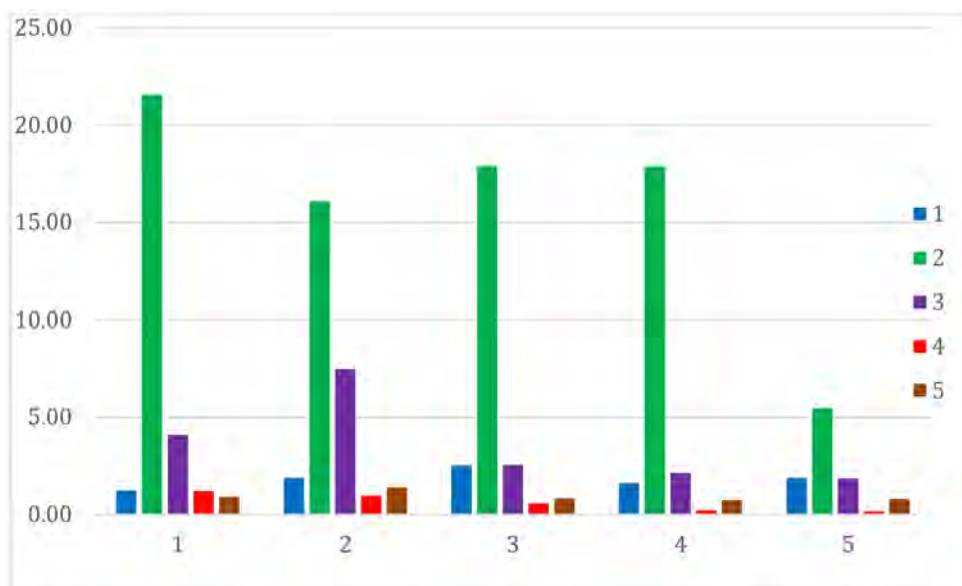


Рисунок 12—Концентрации водяных аналитов из скважины №XXX

Большая часть воды, добываемой из скважины, приходится на зону 2. Приток воды из зон 4, 5 практически отсутствует. Приток воды из зоны 1, 3 оценивается как средний, наблюдается корреляция значений концентрации анализатора и содержания воды в пробе.

Заклучение

1. В период с 04.04.2021 по 08.04.2021 был произведен отбор 45 проб жидкости для определения притока флюида в каждом интервале скважины № XXX. Вместе с этим, для диагностики интервалов прорыва газа, были отобраны 7 проб газа.
2. По результатам анализа проб выявлено, что весь объем газа, добываемый из скважины №XXX, поступает из интервала 4.
3. Процентное соотношение притока нефти для каждого интервала:

№ интервала	% притока нефти
1	20.7624
2	18.6143
3	17.3091
4	22.9296
5	20.3846

4. Проведя анализ полученных проб, пять исследуемых зон можно разделить на три категории по концентрации анализатора, выделяемого при контакте с водой (от большего к меньшим):

2	Основной объем воды из скважины
1, 3	Средний приток воды
4, 5	Приток воды практически отсутствует