

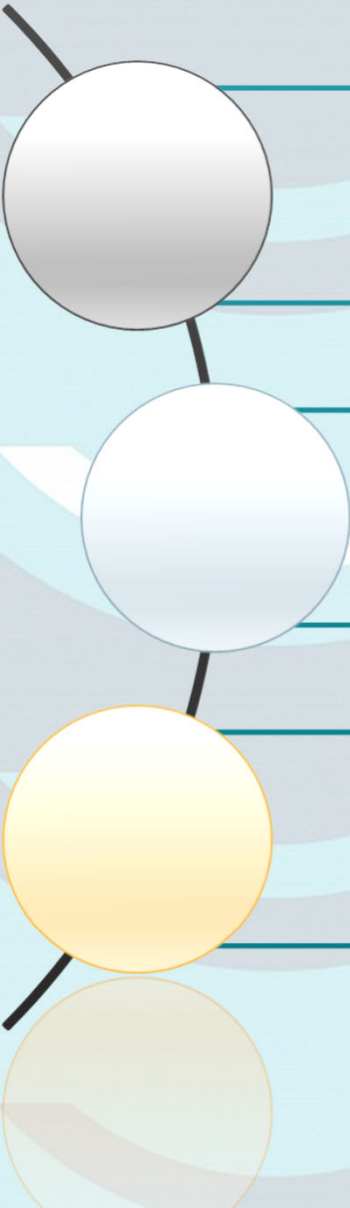


eco-34
инженерная компания



Применение индикаторного метода по радону (ИМР)

Применение индикаторного метода по радону (ИМР)



Индикаторный метод радона относится к группе индикаторных методов реализуемых по технологии «каротаж – активация – каротаж»

Метод предназначен для решения разнообразных геологических и технических задач на этапе бурения скважины и в период разработки месторождения

Основная цель презентации – обсуждение возможности использования ИМР на нефтяных и газовых месторождениях

Радоновый индикаторный метод ИМР

Радон или эманация радия - это одноатомный инертный газ (**Rn 222**) с периодом полураспада $T=3,823$ сут.

Генерируется радон природными изотопами и искусственными препаратами, содержащими Ra-226.

Для обеспечения работ ИМР применяют твердофазные генераторы радона, которые широко используются в медицинских (бальнеологических) учреждениях для приготовления радоновых ванн.

Радон растворим в воде и других жидкостях.

Степень растворимости радона в жидкости характеризуется коэффициентом растворимости Ω .

Растворимость Rn в воде значительно ниже, чем в спирте, керосине, нефти и в других органических жидкостях.

Так, при 20°C коэффициент растворимости Rn в нефти 9,6 и в воде - $\Omega=0,25$.

Взаимодействие с окружающей средой

Растворенный радон (как меченый атом) не адсорбируется на буровом и каротажном оборудовании, на глинистой корке и скелете пород.

Способность радона растворяться - основа простых способов введения его в скважины.

ИМР относится к специальным геофизическим методам типа «**каротаж-активация-каротаж**».



Технические и геологические задачи, решаемые индикаторным методом по радону (ИМР)

оценка целостности обсадных колонн и выявление зон заколонных перетоков

оценка эффективности воздействия на пласт

изучение фильтрационно-емкостных свойств пород

определение профиля приемистости

выявление характера насыщенности

**оценка остаточной нефтенасыщенности
выработанных пластов**

**Примеры определения интервалов нарушения
эксплуатационных колонн**

Определение места нарушения 140-мм обсадной колонны в скв. 10-Чухонастовской в условиях низкой приемистости (0,02 м³/ч) скважины

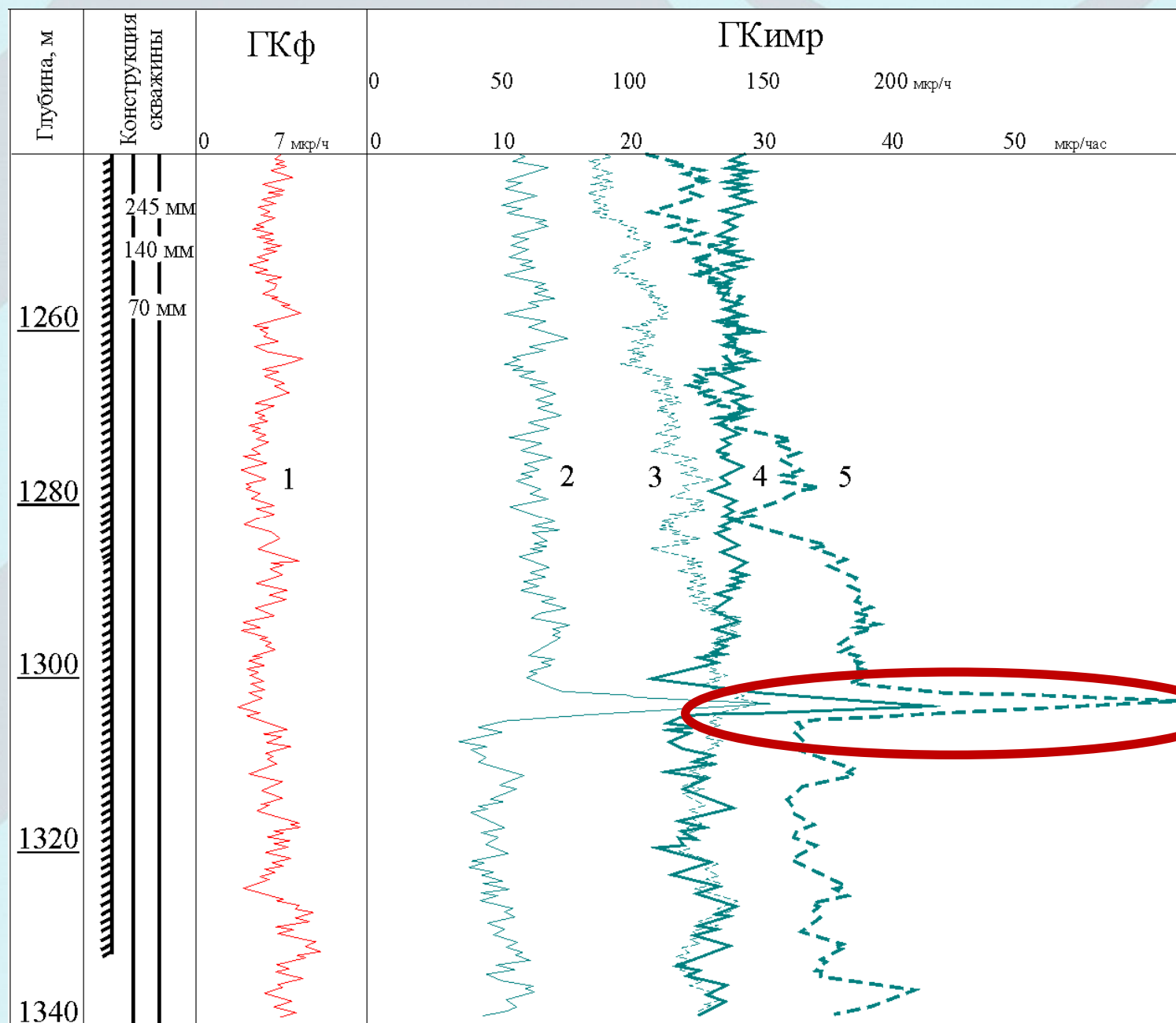
В скважину 10 Чухонастовскую спустили НКТ и закачали в верхнюю часть межтрубного (140*70 мм) пространства 6 м³ радоновой воды (0,2 мКи/м³ радона) и провели ГК-распределения.

Затем воздействовали в течение 8 ч давлением (до 18 МПа) при закрытых на устье НКТ и открытом межтрубном пространстве. После стравливания давления провели ГК.

Потом, закачав 6 м³ нерадиоактивной воды (при открытых НКТ), продавили индикатор вниз по межтрубному пространству и провели ГК (0-1740 м). После этого дважды (в течение 7 и 4 ч) воздействовали на индикатор давлением до 18 МПа и контролировали распределение в колонне радона.

Закачав еще 6 м³ воды, продавили индикатор вниз по межтрубному пространству и провели исследования, аналогичные исследованиям в верхней части межтрубного пространства. По окончании - скважину промыли 20 м³ воды и провели ГК.

Анализ диаграмм ГК показал, что после воздействия на жидкость давлением границы радонового индикатора сместились вниз по межтрубному пространству. Последующее воздействие на ИЖ (760-1530 м) привело к появлению на диаграмме ГК в интервале 1303-1306 м локальной γ -аномалии (см. кривая 4). Так как эта аномалия не переместилась в процессе дальнейших исследований (см. кривые 2; 3; 5) и в других интервалах скважины γ -аномалий не зарегистрировано, то, следовательно, **обсадная колонна нарушена в интервале 1303-1306 м.**



1 – кривая J_{ϕ} ; 2-5 – кривые J , зарегистрированные после воздействия на индикатор в колонне давлением в течение 11 ч (4), перемещения его к забою (3), повторного создания давления в скважине (5) и по окончании ее промывки (2).

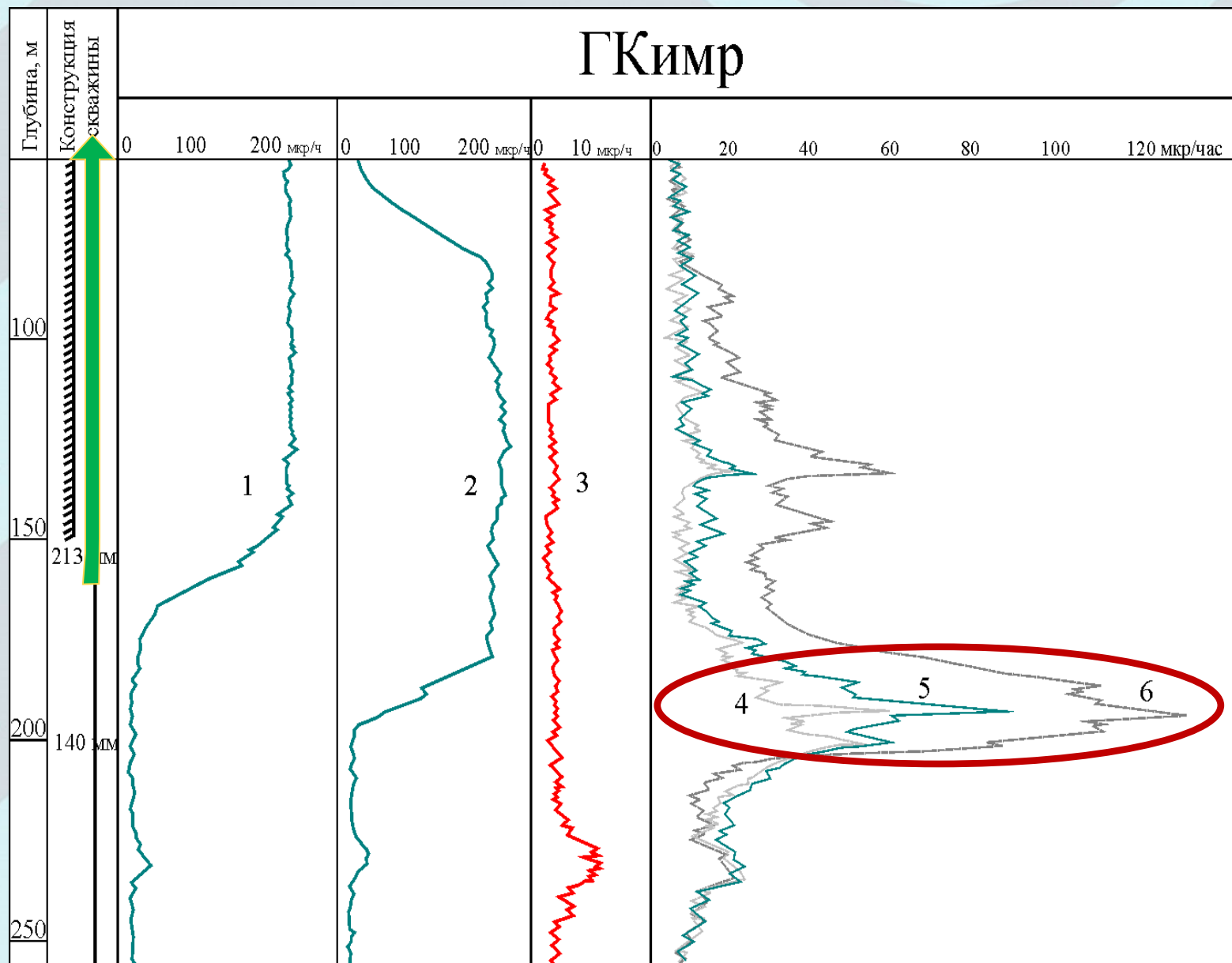
Определение места нарушения 140-мм обсадной колонны в скв. 541-Бахметьевской в условиях значительной приемистости скважины

Интервал исследования 0-924 м

Пример по определению места нарушения 140-мм обсадной колонны в условиях значительной приемистости скважины

Для этого в верхнюю часть (10-180 м) ввели 2 м³ воды, активированной 1,5 мКи радона. Затем в скважину последовательно закачали 0,5; 1,5; 1,0 и 2,5 м³ не радиоактивной воды при давлении 5-8 МПа.

Анализ диаграмм ГК позволил установить нарушение обсадной колонны в интервале 195-205 м. Об этом свидетельствовали уменьшение протяженности интервала распределения индикатора в колонне от 150 до 120 м при продавливании индикатора от устья скважины к отметке 200 м, ступенчатый характер γ -поля вблизи этой отметки и появление в интервале 90-200 м локальных γ -аномалий, вызванных проникновением индикатора в заколонное пространство.



- 1 - диаграмма ГК-распределения сразу после введения индикатора в скважину (верхняя граница ИЖ на глубине 10 м);
- 2, 4-6 - кривые J, зарегистрированные после закачивания 0,5 (2), 1,5 (6), 1,0 (5) и 2,5 (4) м³ воды;
- 3 - диаграмма фонового ГК.

Результаты ИМР по скв. 1 Петров-Вальская

Цель исследования

определение места нарушения в 245 мм колонне (с использованием технической воды, активированной радоном в емкости ЦА-320).

Наблюдения за индикатором велись в интервале 700-1570 м в бурильном инструменте.

Индикаторную жидкость вводили в процессе исследований в межтрубье при открытом бурильном инструменте.

В заколонное пространство ИЖ продавливали под давлением 10 МПа, загерметизировав устье скважины.

Всего было закачано две порции индикатора.

По результатам первой закачки:

-нарушение в колонне локализовано в интервале 1119-1128 м

- предполагается нарушение на глубине 1205 м

По результатам закачки второй порции установлено, что граница радоновой метки опускалась ниже отметки 1128 м (рис. 5, кривые 4-6).. Это поле, сужаясь, тяготеет к интервалу 1204-1206 м, который можно однозначно интерпретировать как поглощающую зону.

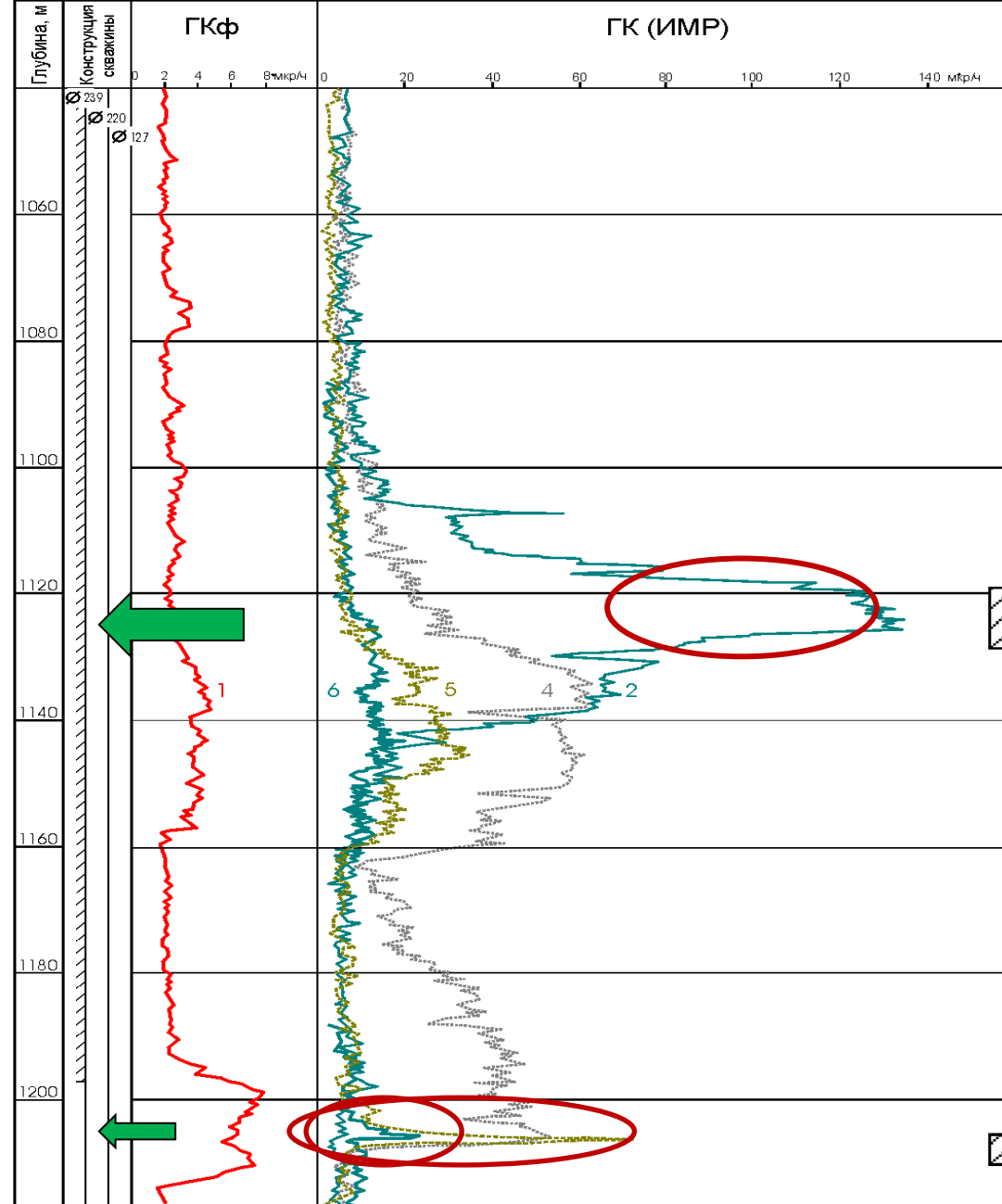


Рис. 5. Определение места нарушения в колонне на скв.1 Петров-Вальской

1 - кривая ГКФ; 2 - кривая ГК, зарегистрированная (17.55 - 18.30) после продавки (в 17.17) первой порции индикатора 10 м³ нерадиоактивной воды; 4, 5, 6 - g-активность, зарегистрированная после введения второй порции индикатора и продавок соответственно 4,3; 2 и 3 м³ воды (время регистрации активности 21.30 - 21.46; 22.50 - 24.00; 0.50 - 1.37; интервал времени между окончанием продавок и началом измерений ГК составляет около 45 минут).

▨ - зона нарушения

**Определение мест нарушения герметичности
цементного камня в за колонном пространстве и
выявление зон водопритока**

Результаты ИМР на Павловском месторождении

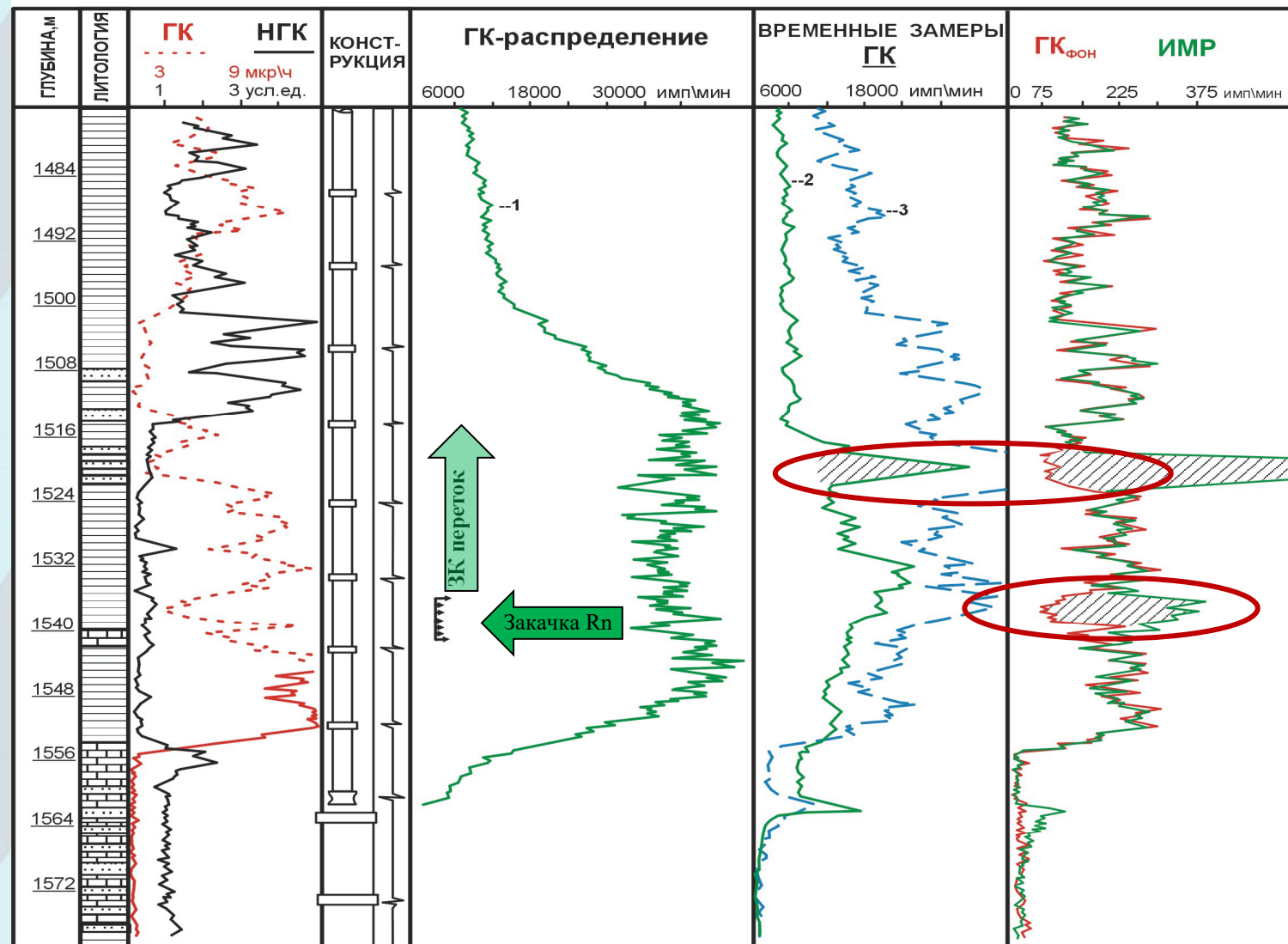
Определение мест нарушения цементного камня в заколонном пространстве

Объектом исследования является интервал перфорации (1535-1542 м) - нефтенасыщенного известняка, обводившегося в процессе эксплуатации.

После закачки радоновой жидкости в интервале исследования (1400-1572 м) выполнен индикаторный ГК1. Последующие замеры (ГК 2 и ГК3) выполнены после закачки технической воды (1,5 и 2,0 м³) в интервал перфорации через НКТ при герметизированном межтрубье.

По результатам ИМР выявлен переток меченной жидкости по заколонному пространству в верхний интервал (1517-1522 м), который представлен песчаником водонасыщенным с хорошими ФЕС (по данным ГИС).

Таким образом, **обводнение продуктивного пласта** в интервале перфорации связано с поступлением воды из верхнего интервала (водонасыщенного песчаника) вследствие нарушения герметичности заколонного пространства.



- 1 - замер ГК радонсодержащей жидкости в интервале исследования;
- 2 - замер интенсивности ГК после закачки через НКТ в интервал перфорации 1,5 м³ технической воды при герметизированном межтрубье;
- 3- замер интенсивности ГК после повторной закачки через НКТ 2 м³ технической воды.

Объект исследования - пласт нефтенасыщенного известняка (1535 - 1542 м), обводившегося в процессе эксплуатации. По результатам ИМР выявлен приток меченной жидкости в водонасыщенный песчаник (интервал 1517 - 1522 м) с улучшенными фильтрационными свойствами.

Обводнение продуктивного пласта связано с поступлением воды из песчаника вследствие нарушения герметичности заколонного пространства.

Повторная запись ГК позволила локализовать интервал негерметичности.

Результаты ИМР по определению мест нарушения целостности цементного камня в скв. 7-Чернушинской

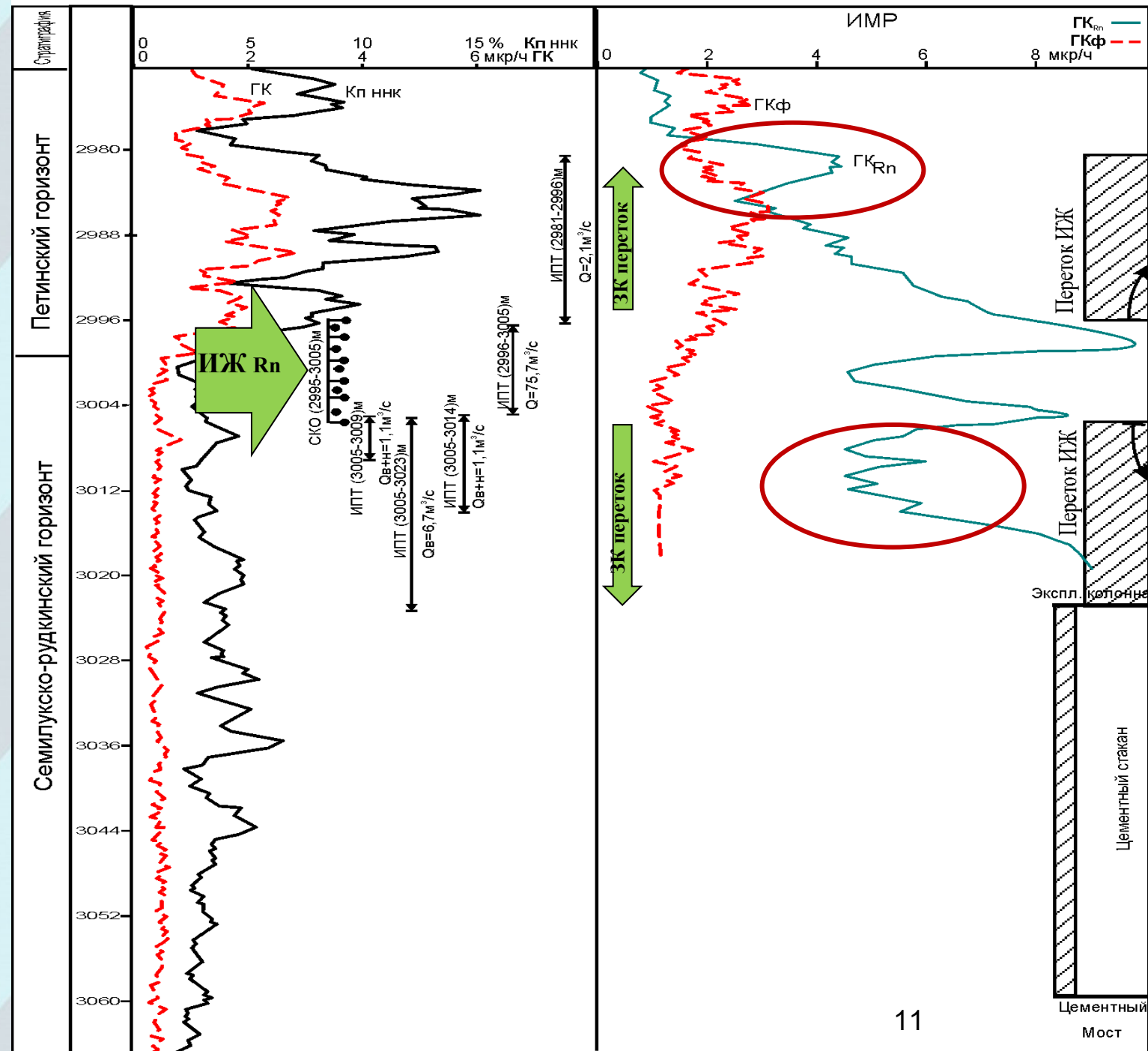
Интенсивное обводнение продуктивной толщи семилукских отложений в интервале перфорации (2995-3005м).

Для установления причины и выявления интервала поступления воды выполнены исследования ИМР.

В процессе исследований установлено, что ИЖ распространилась выше и ниже интервала перфорации (2995-3005м), вызвав высокие гамма-аномалии (до 250 мкр/час.) Этот факт указывает на **наличие заколонных перетоков** (заштрихованы) в **вышележащие петинские** (продуктивные) отложения, а также на **отсутствие изоляции** с нижними водоносными интервалами. По техническим причинам обсадная колонна 168-мм была спущена до 3022 м, что выше отметки цементного моста, установленного на глубине 3058 м.

Между колонной и цементным мостом был установлен «цементный стакан».

В процессе перфорации колонны, вероятнее всего была нарушена целостность заколонного пространства и герметичность цементного «стакана», что и послужило причиной поступления воды в верхний интервал из нижнего. **Обводнение продуктивных (семилукских) отложений** в интервале перфорации вызвано поступлением воды из нижних интервалов, которые представлены водонасыщенными коллекторами с высокими ФЕС - по причине **нарушения целостности цементного камня** ниже интервала перфорации



Результаты исследования ИМР скважины № 161 Комсомольского месторождения

Интервал перфорации 2128-2132 м.

Исследования ИМР с целью определения профиля приемистости и зон водопритока.

По результатам сделаны выводы:

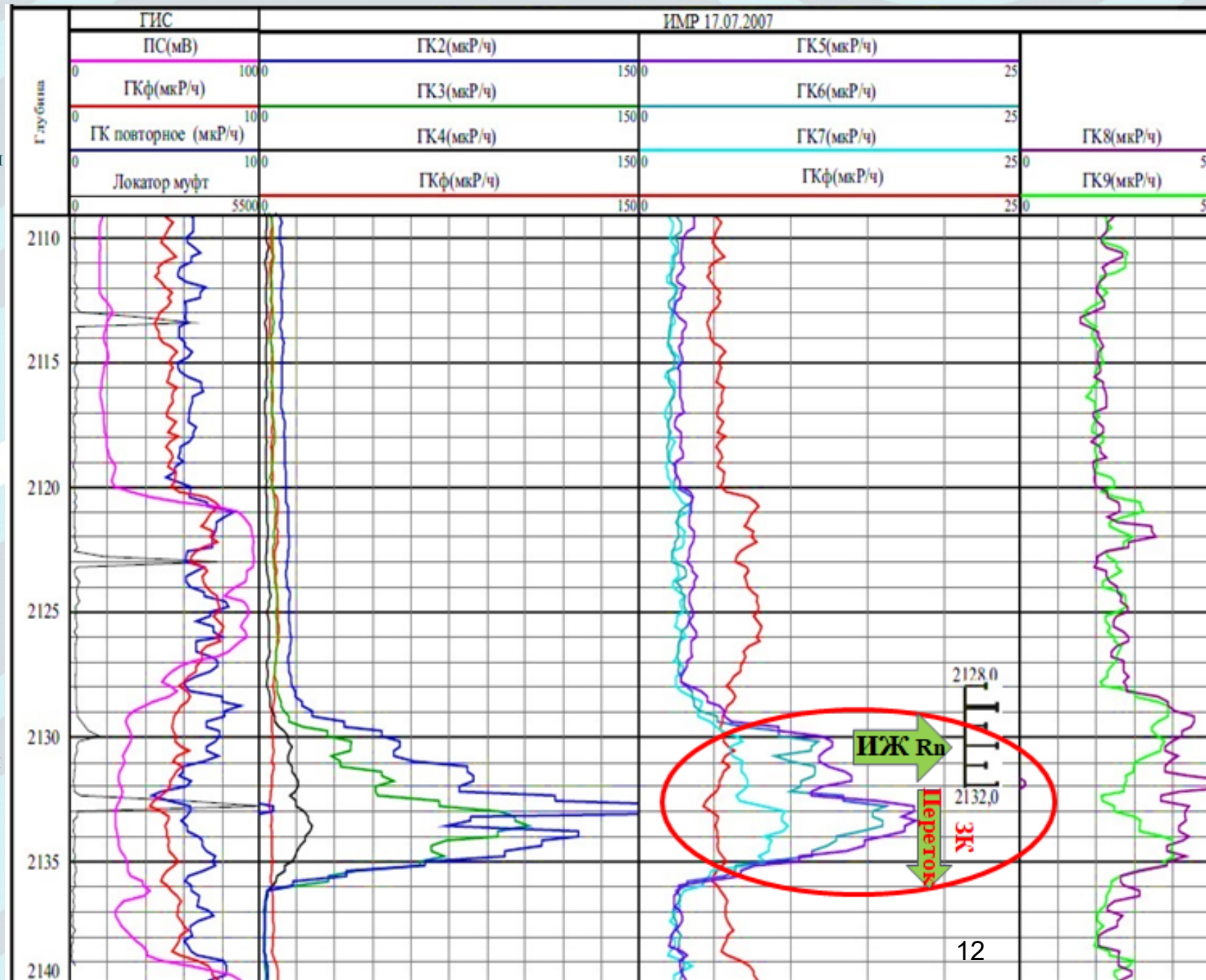
- Профиль приемистости в зоне перфорации - **37,4%** ($H=4$ м);

• Отмечается ЗК вниз в интервал 2132-2136,2 м с приемистостью - **62.6%** ($H_{эф}=4,2$ м).
Наиболее проницаемыми являются интервалы: 2132,2-2133,0 и 2133,6–2134,8м.

На основании проведенных исследований ИМР можно уверенно сказать, что

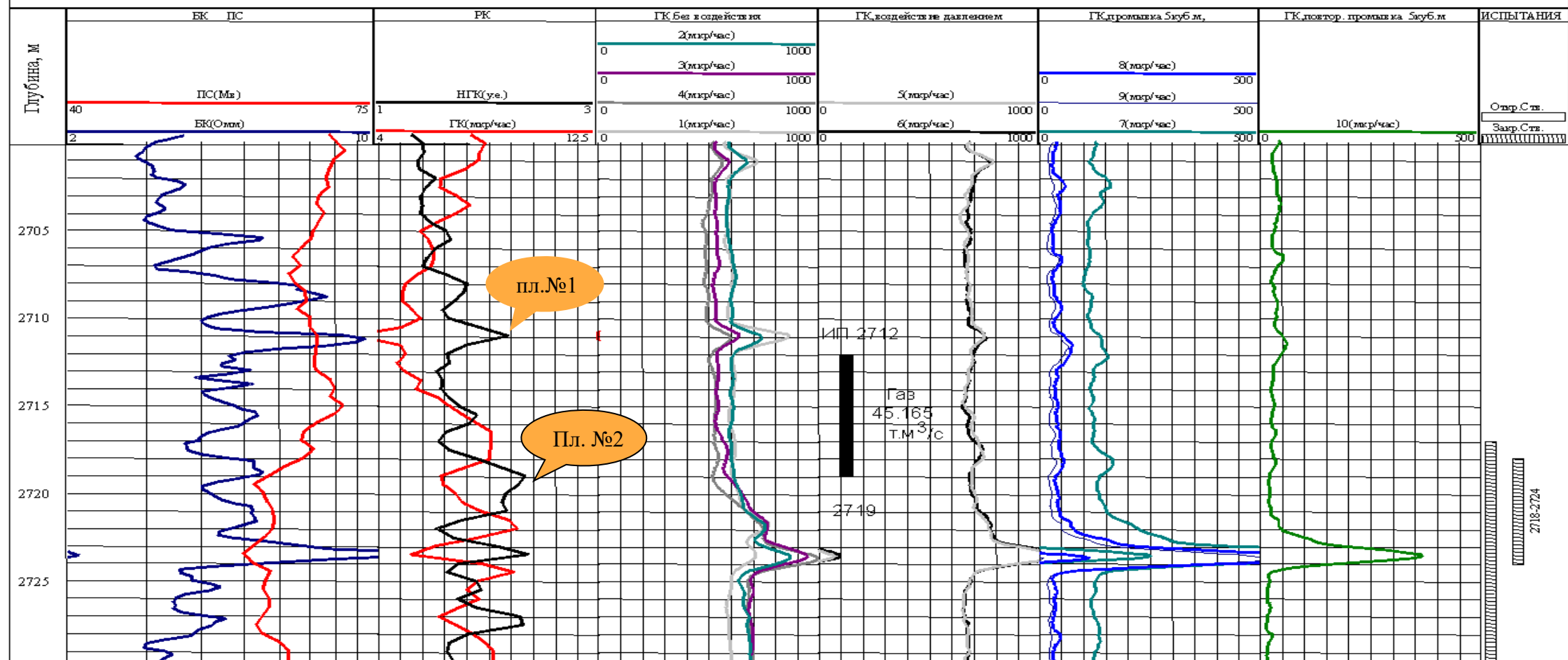
В интервале 2133-2134 м, так же как и в интервале перфорации, пласты характеризуются как нефтенасыщенные.

- Ниже отметки 2134 м пласты обводнены и являются источником обводнения.



Северо-Шаджинская 4

Масштаб 1:200



В верхнем интервале перфорации 2718-2724 м высокопроницаемый пласт 2722,5-2724,0 м изначально содержал УВ (газ) и обеспечивал основной приток в скважину; все остальные интервалы перфорации – бесперспективные по проницаемости.

На момент исследований ИМР- обводнен и вода в скважину поступает через этот пласт

Кроме высокопроницаемого пласта, по комплексу ГИС, в верхнем интервале перфорации выделяется прослой - коллектора (интервал 2718-2721 м) - пл. № 2, который на индикаторных ГК (по ИМР) слабо выражен. Данные ИМР указывают на малую динамическую емкость и низкие ФЭС (пл. № 2) -причиной может быть присутствие глинистого материала, либо наличие тонко поровой структуры пустотного пространства и высокое содержание остаточной воды.

По результатам ИМР, с учетом данных ИП и комплекса ГИС рекомендовано изолировать шесть нижних интервалов перфорации, довскрыть пласт в интервале 2710-2711 м, являющийся перспективным по ИМР, ГИС и ИПТ.

В следствие чего в скв. 4 Северо-Шаджинского месторождения получен сухой газ с дебитом более 60 тыс. м³/сут. Приведенные данные доказывают объективность результатов ИМР при изучении сложных коллекторов и разрезов.

Оценка эффективности воздействия на пласт соляной кислотой, гидроразрывом

**Вся жидкость воздействия (соляная кислота и т.п.) активируется
радоном перед закачкой в скважину.**

**По принятой технологии интенсификации выполняется запланированное воздействие
на породы разреза, промывка скважины и запись индикаторных ГК.**

Определение зон интенсифицирующего воздействия при СКО на скв. 304 Ключевская

Результаты индикаторных исследований с целью определения интенсифицирующего воздействия СКО на продуктивные отложения

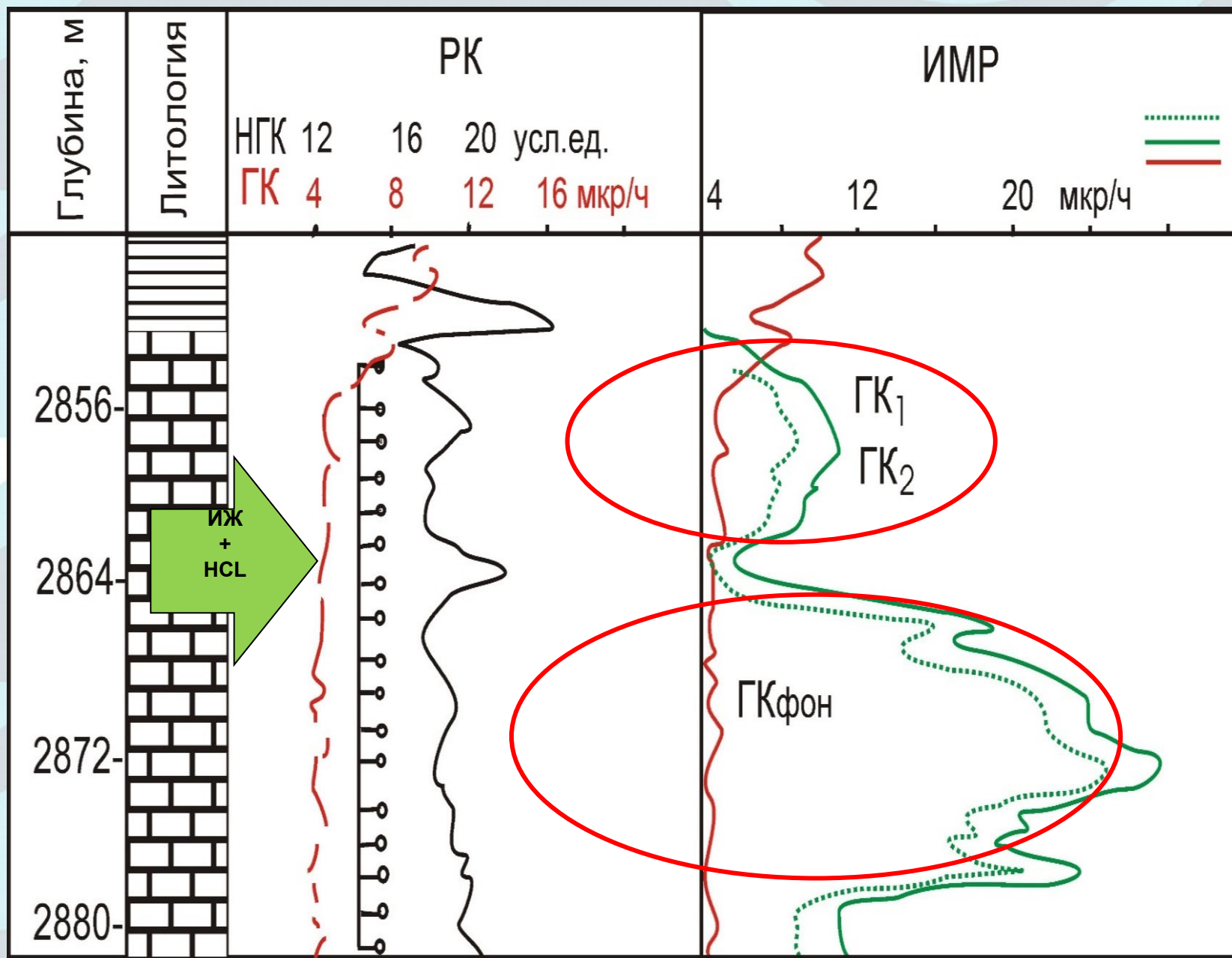
Скважина обсажена 146-мм колонной. Объектом исследования являются

два пласта семилукских карбонатных отложений: 2854-2863м (1) и 2865-2880м (2), которые характеризуются практически равными емкостными свойствами по ГИС ($K_{п1}=14\%$, $K_{п2}=14,5\%$).

Радоновый индикатор с соляной кислотой был продавлен в интервал перфорации 2854-2881 м.

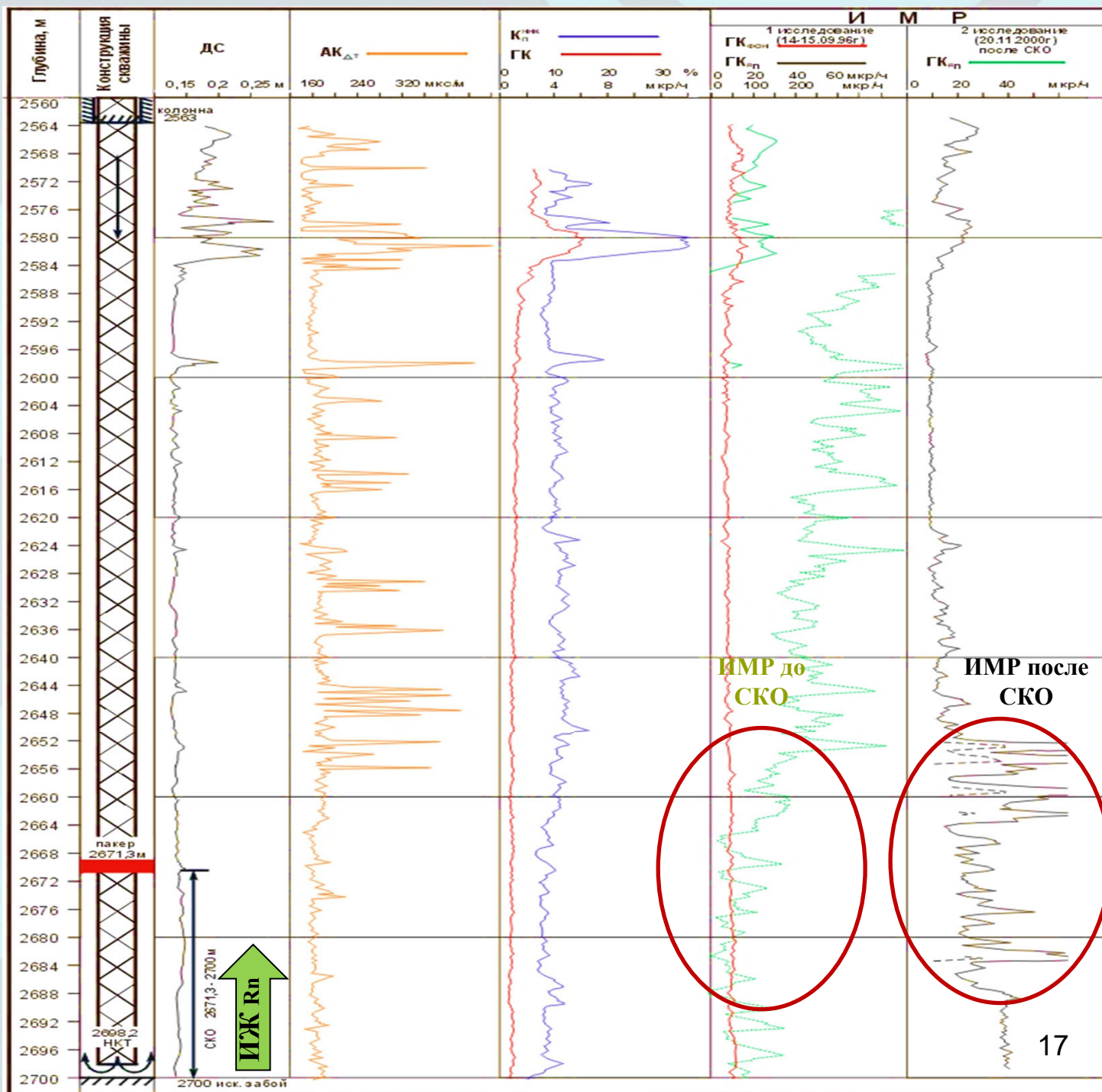
Характер изменения гамма-аномалий показывает, что против второго пласта зафиксированы более высокие интенсивности гамма-поля.

Это указывает на то, что соляная кислота с индикаторной жидкостью (ИЖ), поступает в больших объемах во второй пласт 2865-2880м.



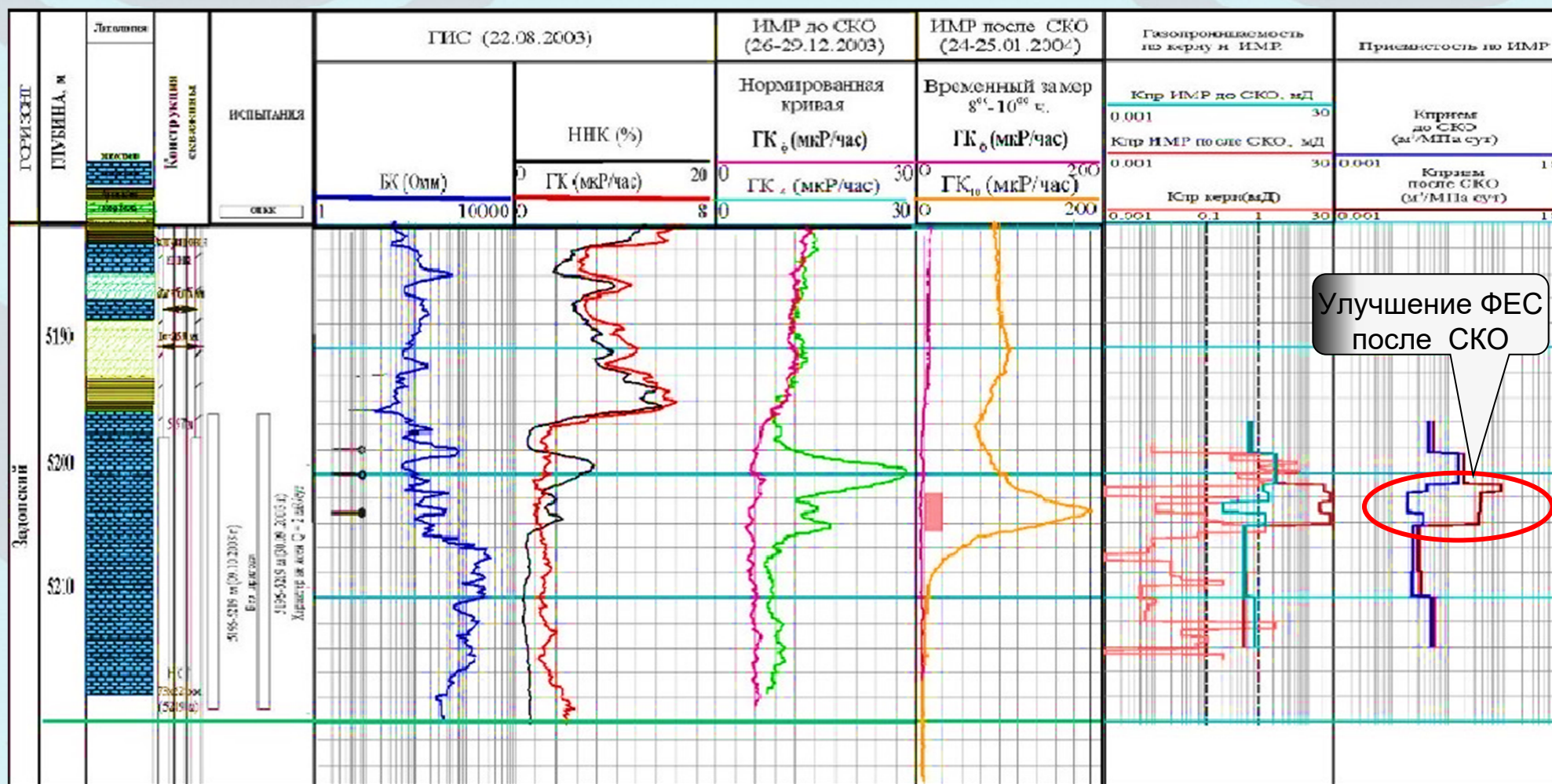
Оценка изменения ФЕС коллекторов до и после СКО на скв 139 Памятная

Результаты применения
ИМР при исследовании
карбонатных отложений
(до и после СКО)
с целью оценки
интенсифицирующего
воздействия,
скважина 139 Памятная



Оценка изменения ФЕС коллекторов до и после интенсификационных мероприятий - гидроразрыва и /или солянокислотной обработки (ГРП, СКО)

- Сопоставляя результаты ИМР до и после СКО можно утверждать, что гидрокислотная перфорация и соляно-кислотный гидроразрыв привели к резкому увеличению проницаемости в зоне коллекторов с низкими ФЕС, обусловленными в основном микротрещинами в интервале 5201,5-5204,3м.
- При первом исследовании ИМР (до СКО) лучшими фильтрационными свойствами выделялся пласт с наибольшей емкостью ($K_p=9\%$) в интервале 5198,5-5201,5 м, после СКО выявлено, что улучшением ФЕС отмечаются отложения в нижнем интервале 5201,5-5204,3 м. Скважина передана в эксплуатацию, работает стабильно с дебитом $13 \text{ м}^3/\text{сут}$ (ЭЦН-30).



Определение профиля приемистости

Определение профиля приемистости по данным ИМР сводится к нахождению эффективной толщины (h) и относительной приемистости W каждого из проницаемых пластов. Параметр h определяют по ширине локальной γ -аномалии, W - по аномальной интенсивности J_a^I , обусловленной накоплением короткоживущих продуктов распада радона в порах и трещинах проницаемой породы.

Исследования скв. ПХГ
проводились с целью
определения профиля
приемистости и оценки
заколонных перетоков -
Интервал перфорации:
988-1000 м.

- Наиболее проницаемым является интервал - 986,5-993,0 м (суммарная приемистость 58.7%);
- К нижним дырам перфорации приемистость снижается ввиду зашламованности;
- в интервале 996-1000 м проникновение ИЖ не отмечено (отсутствует связь со скважиной) - шламовая пробка.



Таблица - Результаты обработки данных ИМР по оценке профиля приемистости в скважине 51-Н Волгоградского ПХГ (интервал перфорации 988-1000 м)

Номер пласта	Интервал, м		Толщина пласта, м	Профиль приемистости, %	Характеристика пласта по ГИС	Комментарии по результатам ИМР
	Кровля пласта	Подошва пласта				
1	970,0	972,0	2,0	0,63	Заглинизированный прослой	Перераспределение ИЖ в заколонном пространстве-отсутствие проницаемых зон
2	972,0	974,0	2,0	2,19	Глинистый прослой	То же
3	974,0	976,0	2,0	4,38	Чередование заглинизированных и глинистых прослоев	Перераспределение ИЖ в заколонном пространстве в пределах проницаемых прослоев
4	976,0	979,0	3,0	11,20	Прослой коллектора	Проникновение ИЖ в проницаемом прослое
5	979,0	980,4	1,4	3,90	Чередование заглинизированных и глинистых прослоев	Перераспределение ИЖ в заколонном пространстве в пределах проницаемых прослоев
6	980,4	982,0	1,6	1,70	Уплотненный прослой	Перераспределение ИЖ в заколонном пространстве
7	982,0	983,4	1,4	2,92	Глинистый прослой	То же
8	983,4	984,8	1,4	1,95	Уплотненный прослой	То же
9	984,8	985,5	0,7	7,31	Прослой коллектора	Проникновение ИЖ в проницаемом прослое
10	985,5	986,5	1,0	5,11	Уплотненный прослой	Перераспределение ИЖ в проницаемом прослое с низкими фильтрационными свойствами
11	986,5	988,0	1,5	21,19	Пограничная (неперфорированная часть) пласта-коллектора – хорошо проницаемого	Основной принимающий прослой
12	988,0	989,0	1,0	13,15	Пласт-коллектор – хорошо проницаемый «работающая часть перфорации»	<i>Перфорация 988-1000 м</i> Лучшей приемистостью характеризуется интервал 986,5-990,0 м Суммарная приемистость работающего интервала перфорации составляет 58,7%.
13	989,0	990,0	1,0	10,96	То же	
14	990,0	991,0	1,0	8,28	То же	
15	991,0	993,0	2,0	5,11	Пласт-коллектор – снижение приемистости	
16	993,0	996,0	3,0	0,00	Интервал пласта – коллектора. Продвижение ИЖ отмечается по заколонному пространству в пределах пласта-коллектора	Слабое проникновение ИЖ в пределах пласта, обусловлено его хорошими коллекторскими свойствами и указывает на зашламованность нижних дыр перфорации
17	996,0	1000,0	4,0	0,00	Интервал пласта - коллектора «неработающая часть перфорации»	<i>Ниже глубины 996,0 м продвижение ИЖ не отмечено-«шламовая пробка»</i>

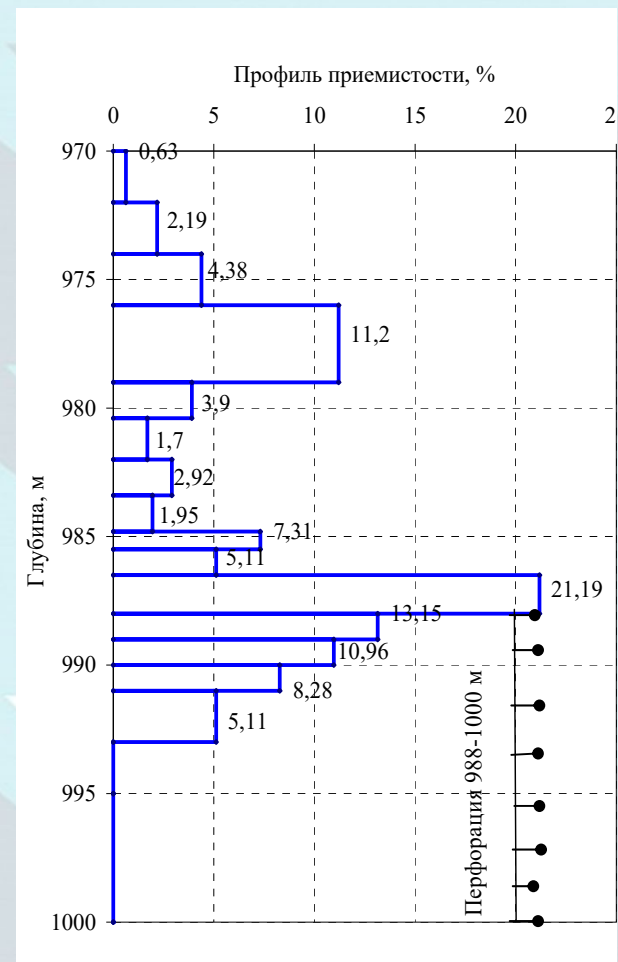


Рис. –
Профиль приемистости по скважине 51-Н Волгоградского ПХГ в интервале перфорации (988-1000 м)

Результаты исследования скважины № 3101 куст 55 Талинского месторождения по определению профиля приемистости и технического состояния индикаторным методом по радону (ИМР)

Интервал перфорации:

2935,8-2939,2 м;

2940,6-2949,8 м;

2951,6-2956,8 м.

эксплуатационный объект
пласт ЮК-10.

По результатам ИМР все
интервалы перфорации в
различной степени проницаемы.

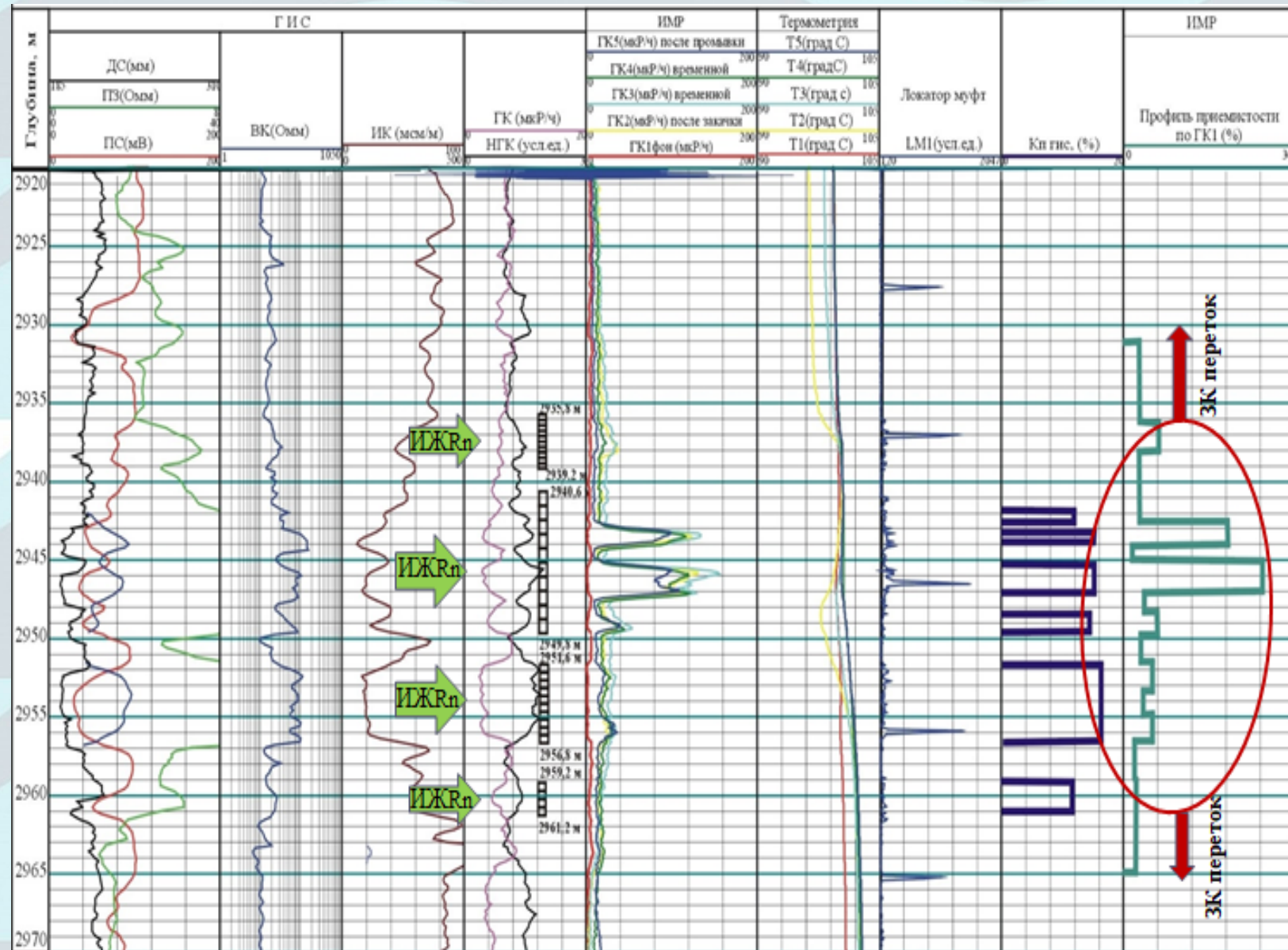
Наилучшей приемистостью
характеризуются прослои:

2942-2944 и 2945-2947 м

в пределах второго интервала
перфорации.

Кроме того, выявлены заколонные
перетоки ИЖ, обусловленные
нарушением целостности
цементного камня:

- между интервалами
перфорации;
- в вверх (до глубины 2929 м),
выше верхних дыр перфорации
- в вниз - до глубины 2965 м
(ниже последних дыр
перфорации).



Результаты исследования скважины № 40 Жирновской индикаторным методом по радону (ИМР)

**Интервал перфорации:
1016-1022 м.**

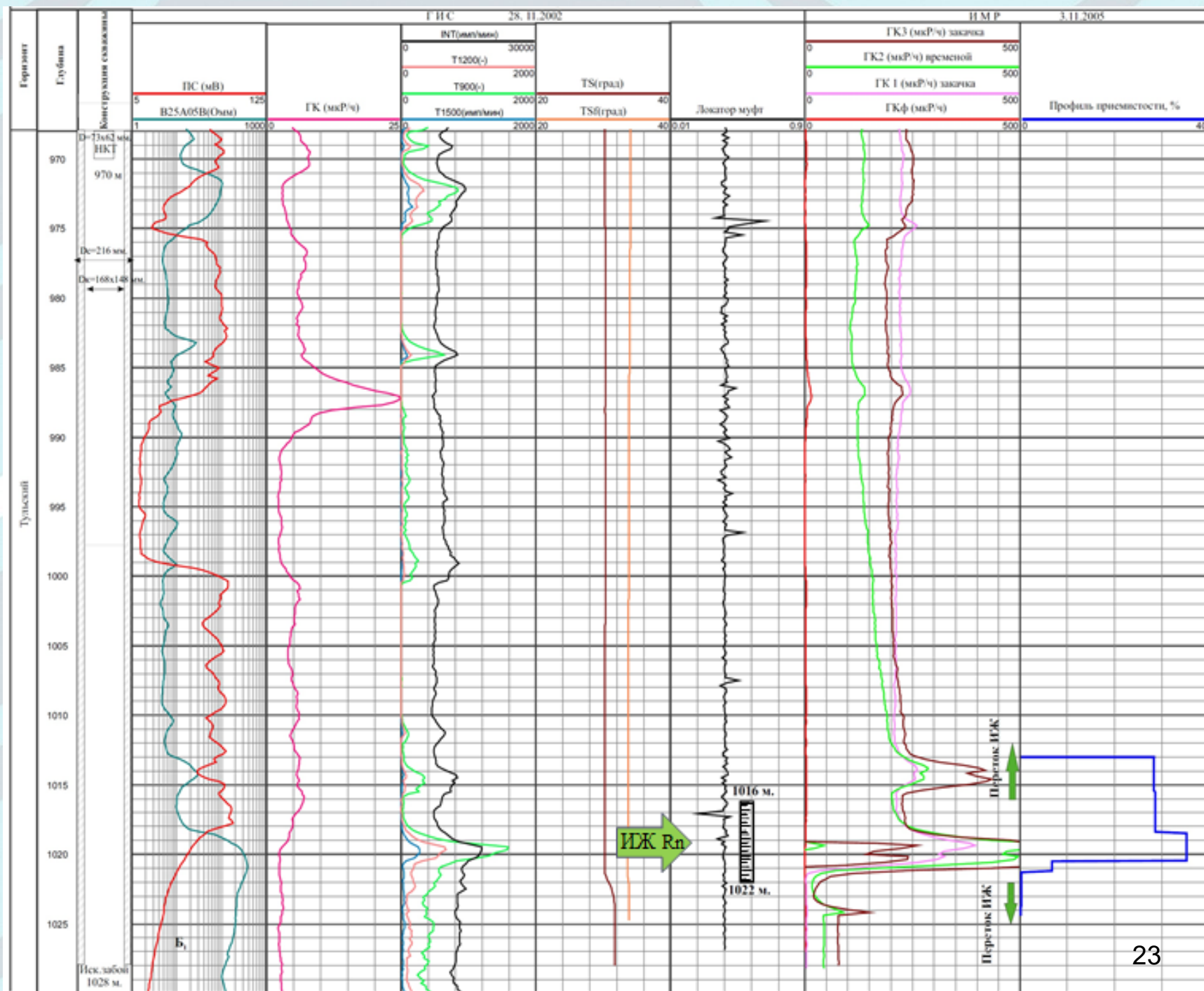
**Цель - Определение профиля
приемистости и техническое
состояние**

Объект исследования - пласт-
коллектора - Б1 тульского
горизонта

По результатам ИМР выявлено:

- ИЖ проникает в интервал перфорации;
- и по заколонному пространству выше него до отметки 1013 м и ниже - до 1024 м;

**Наилучшей приемистостью в
интервале перфорации –
отмечается прослой:
1018,2 - 1020,5 м.**



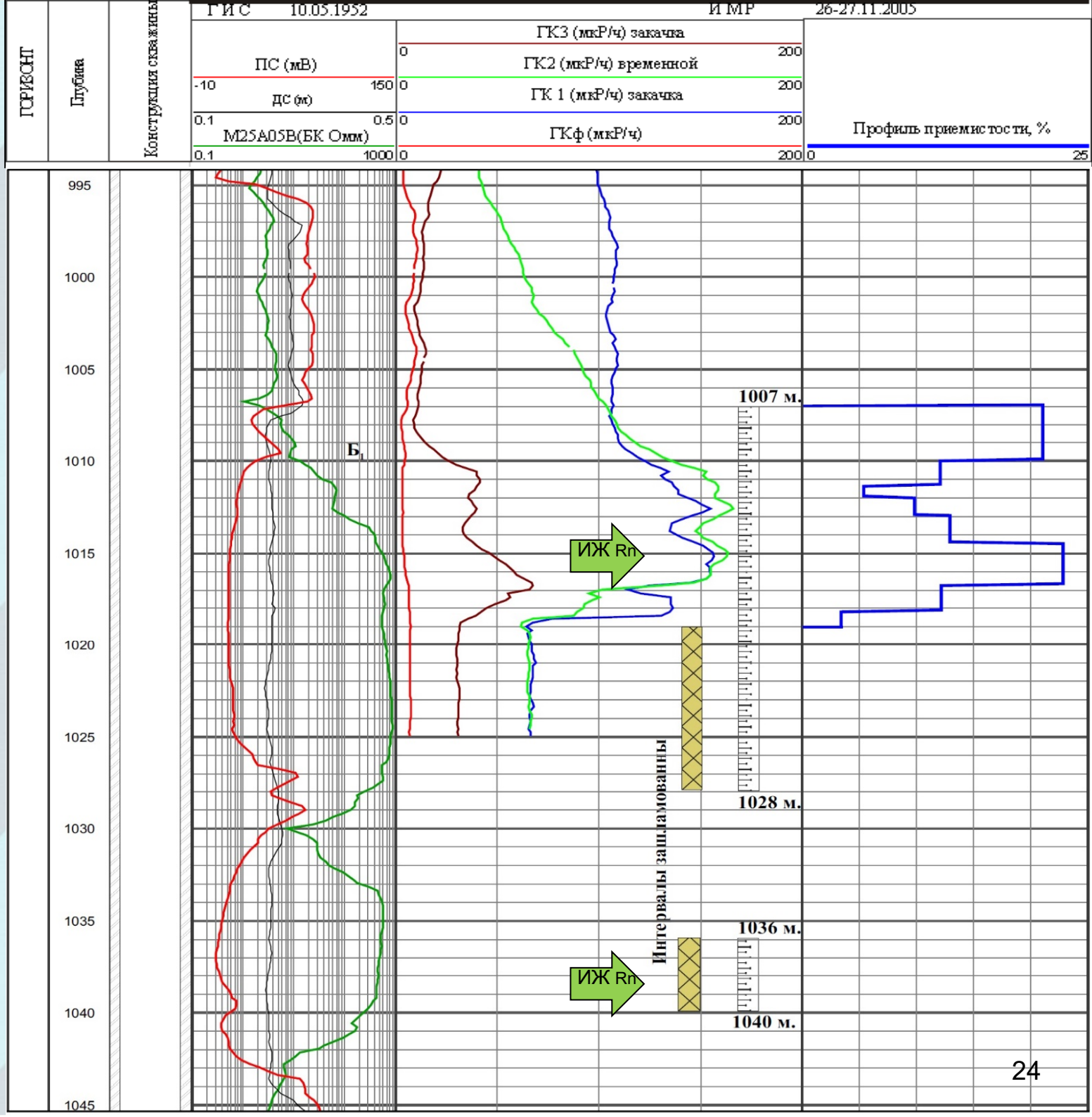
Результаты исследования скважины № 59 Жирновской индикаторным методом по радону (ИМР)

Определение профиля приемистости и технического состояния интервалы перфорации: 1007-1028 и 1036-1040 м.

Объект исследования пласт-коллектора - Б1 тульского горизонта

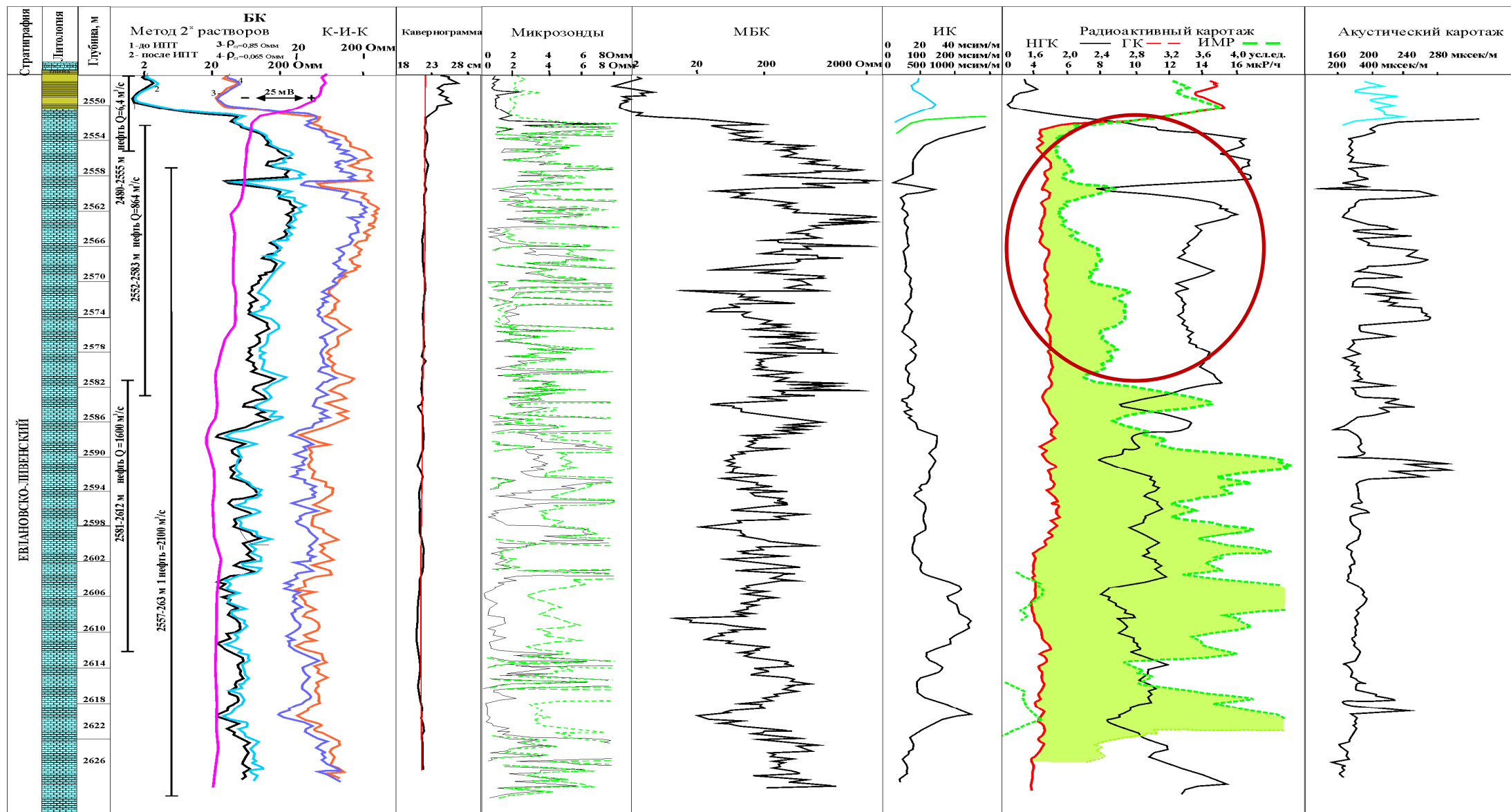
По результатам исследований выявлено:

- ИЖ проникает в верхний интервал перфорации до отметки 1019 м;
- наилучшей приемистостью отмечаются прослой: 1007- 1010 и 1015-1017 м.
- в нижний интервал перфорации (1036-1040 м) и в подошвенную часть (1019-1028 м) верхнего интервала перфорации ИЖ не проникает – интервалы зашламованы.
- Ниже отметки 1019 м на кривых ГК отмечается характерная запись для стоянки прибора - отметка *текущего забоя скважины*.



Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Исследования комплексом ГИС и ИМР скважины Котовского месторождения



Карбонатные рифогенные отложения месторождений **Волгоградского Поволжья**, представлены известняками, доломитами трещинно-каверново-порового типа с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

По материалам стандартного комплекса ГИС эффективная толщина коллектора определялась в интервале 2580 – 2622 м.

По данным ИМР верхняя граница эффективной толщины была принята 2550м, что подтвердилось работами ИПТ.

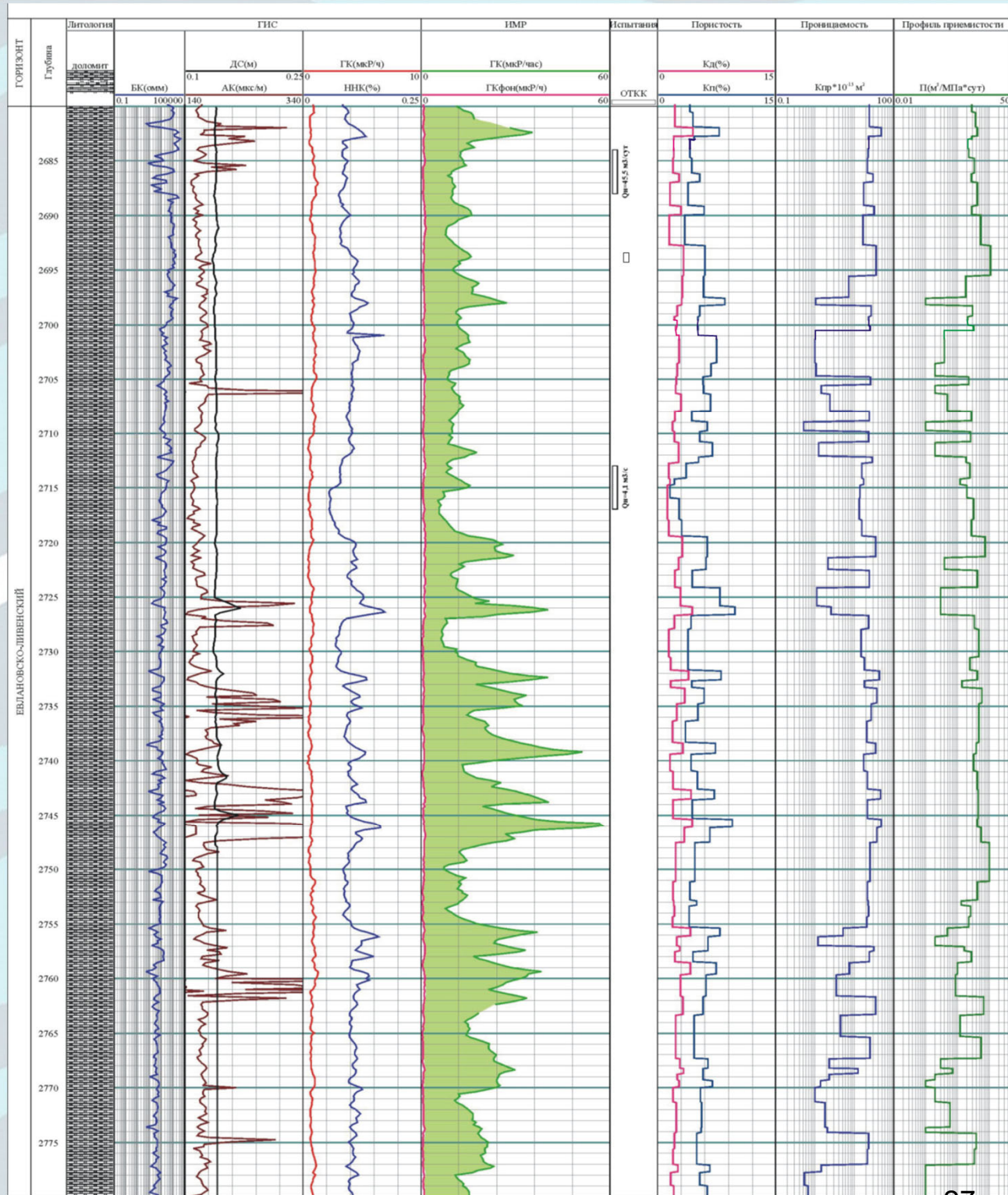
Применение ИМР при выделении эффективных толщин и оценке фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в рифогенных отложениях

Развитие методики интерпретации данных ИМР для количественной оценки ФЭС отложений - сложно-построенных коллекторов и разрезов апробировано на Памятно-Сасовском месторождении (карбонатная рифогенная толща Н= 250 м). Исследования ИМР выполнены в 18 скважинах.

Установлена значительная дифференциация разреза по коллекторским свойствам: значение K_p варьируют в диапазоне 3 – 25 %.

Результаты селективных испытаний хорошо согласуются с данными интерпретации ИМР.

Это позволило экспертам ГКЗ рекомендовать ИМР для обоснования эффективных толщин при подсчете запасов Памятно-Сасовского месторождения.



Технические и геологические задачи, решаемые индикаторным методом по радону (ИМР)

Уникальное Тенгизское месторождение

Большие глубины залегания, значимая толща (Н≈600 м) продуктивных отложений, АВПД, сероводородная агрессия, ИБР - сокращенный комплекс ГИС, наличие битума, низкие значения пористости, присутствие радиоактивных компонентов в породе, обусловленный наличием как глинистого материала, так и урана в породе.

Выполнено 35 скважино-операций ИМР.

Проблемным является выделение эффективных толщин в отложениях с повышенным уровнем естественной радиоактивности, природа которой может быть различной:

а)– порода представлена туфоаргиллитами; по ИМР толща непроницаемая.

б) -присутствие урансодержащих примесей в скелете породы (известняке) – проницаемых по ИМР и высокодебитных коллекторов.

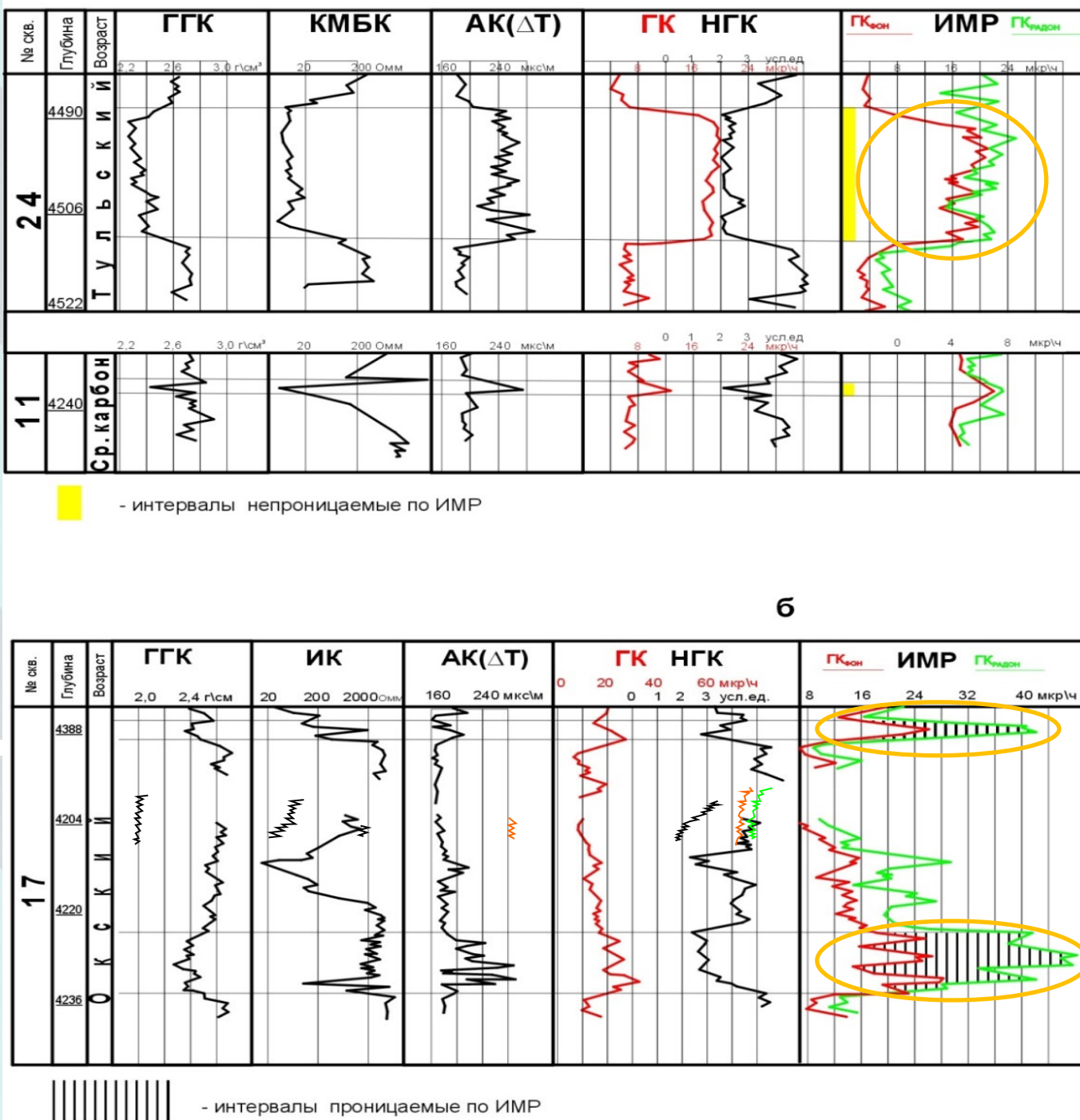


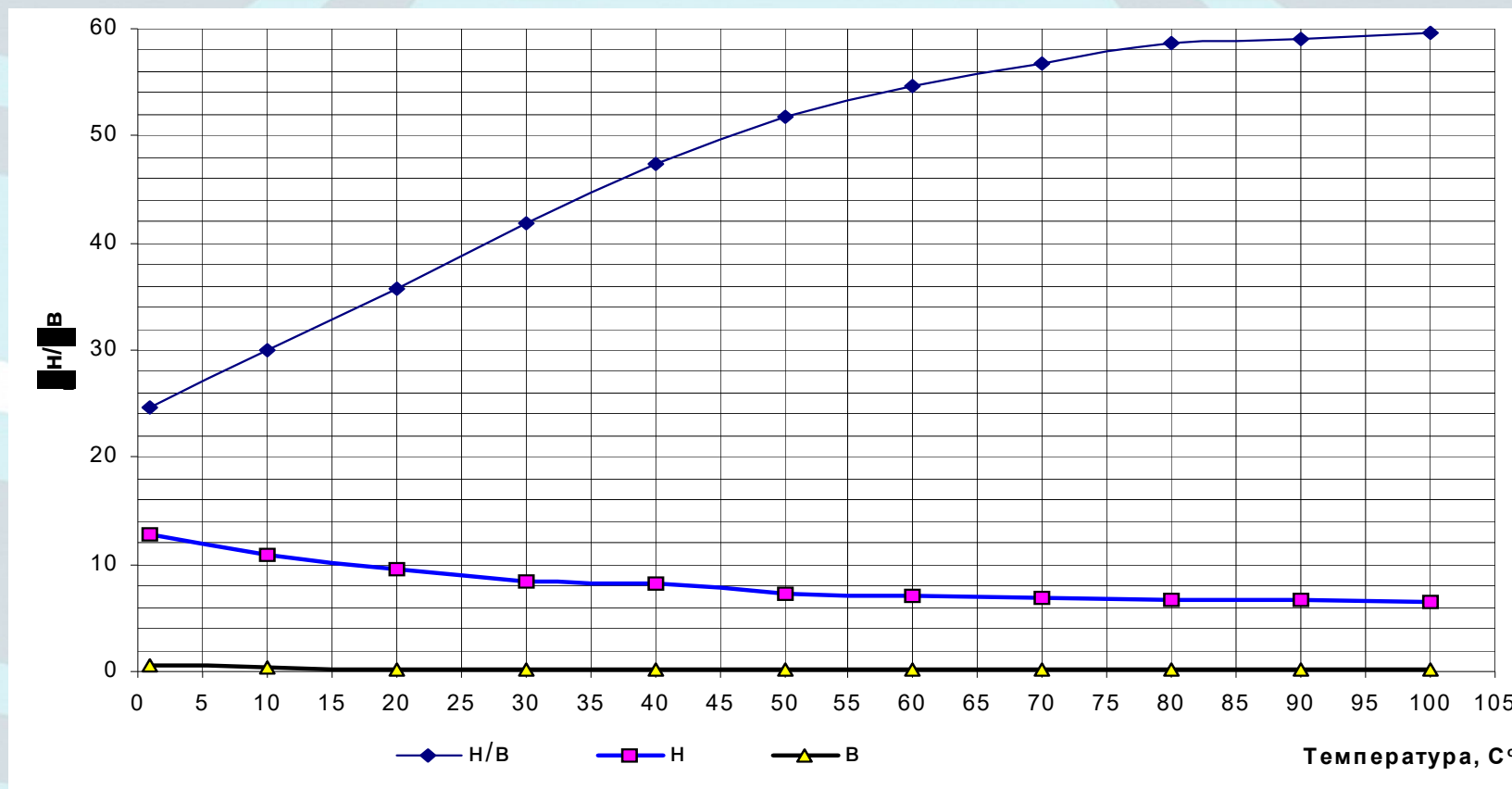
Рис. 3. Оценка фильтрационных свойств пород с повышенным уровнем радиоактивности в разрезе скважин Тенгизского месторождения

Определение характера насыщенности коллекторов

Методика ИМР для определения характера насыщения и остаточной нефтенасыщенности

Основана на фильтрации индикаторной жидкости (ИЖ) в пласт под действием напорных сил и перераспределении радона между ИЖ, неподвижной пленкой нефти и пластовой водой за счет молекулярной диффузии с учетом следующих факторов: времени, температуры, физико-химических свойств контактирующих жидкостей и градиента концентрации радона.

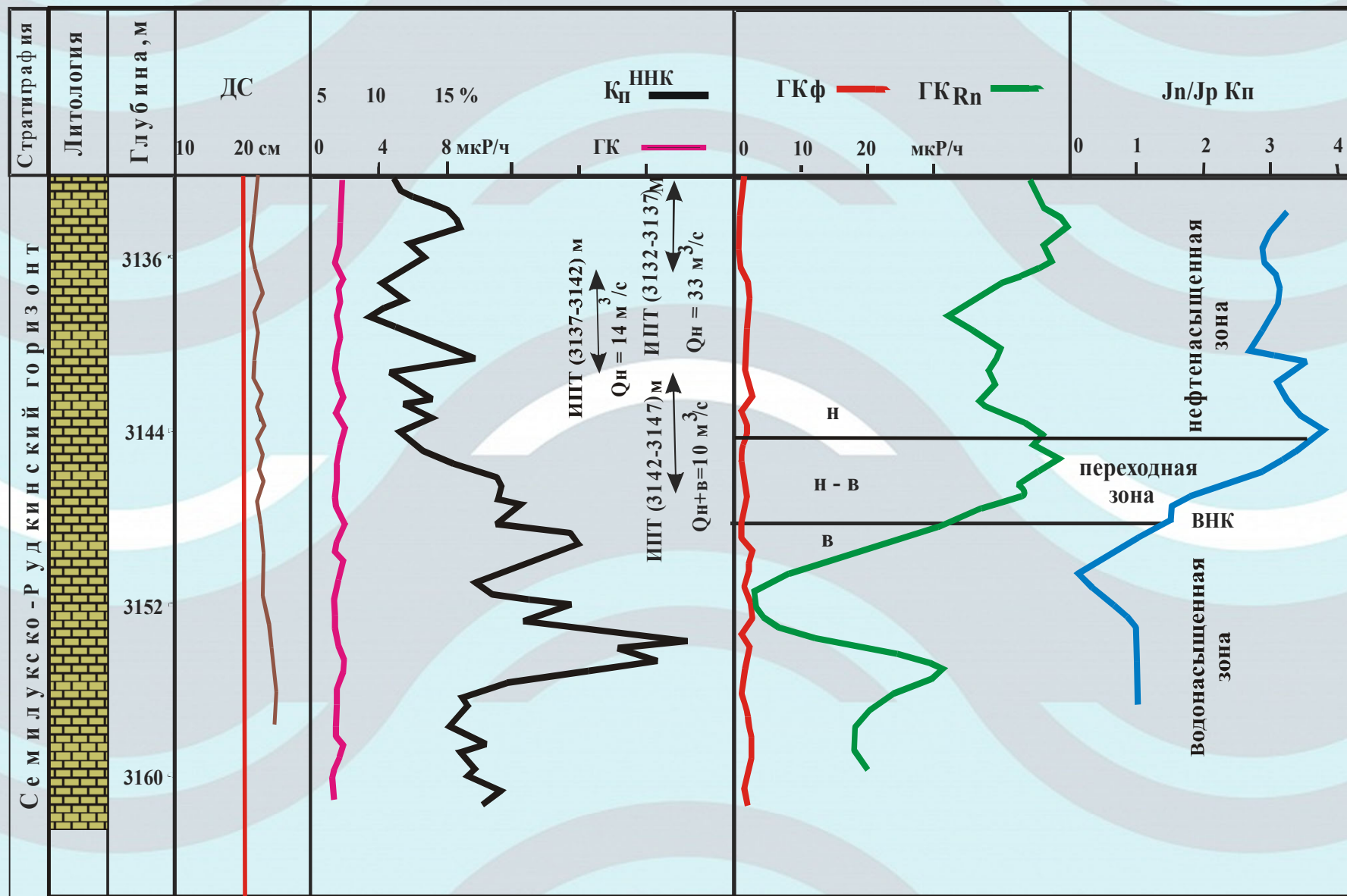
**Адсорбция не влияет на процесс перераспределения,
так как радон не адсорбируется веществом горной породы**



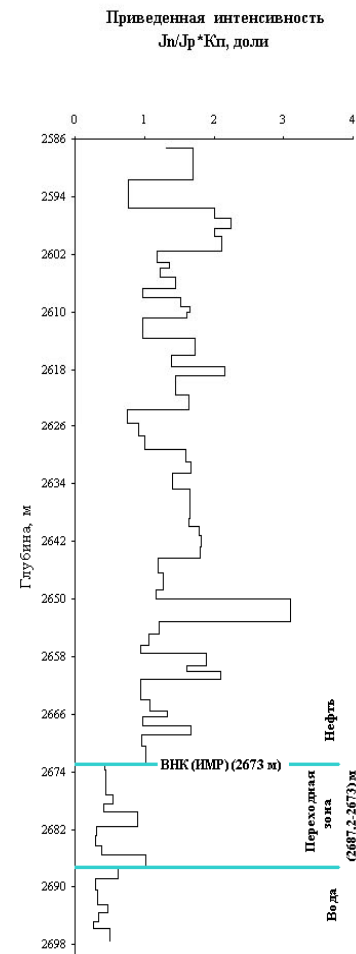
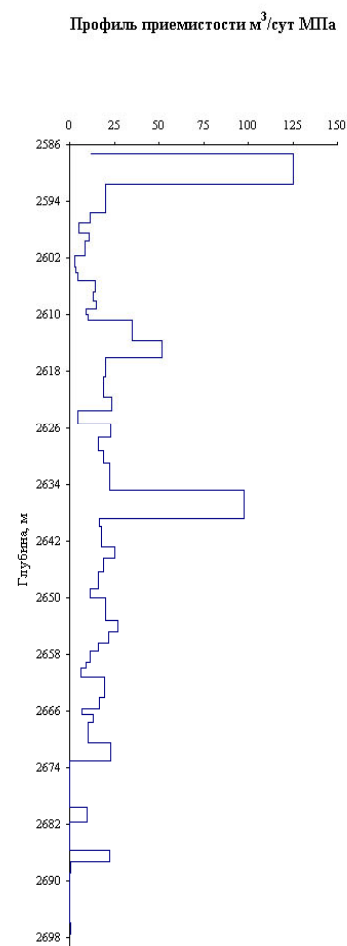
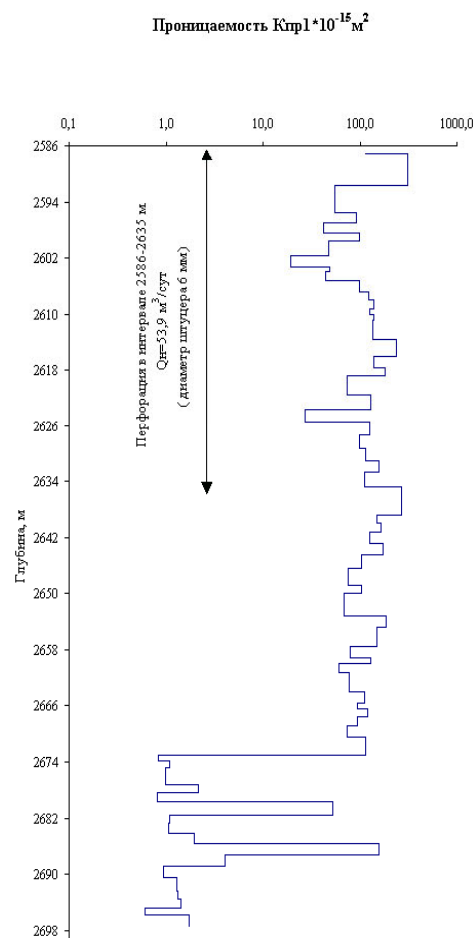
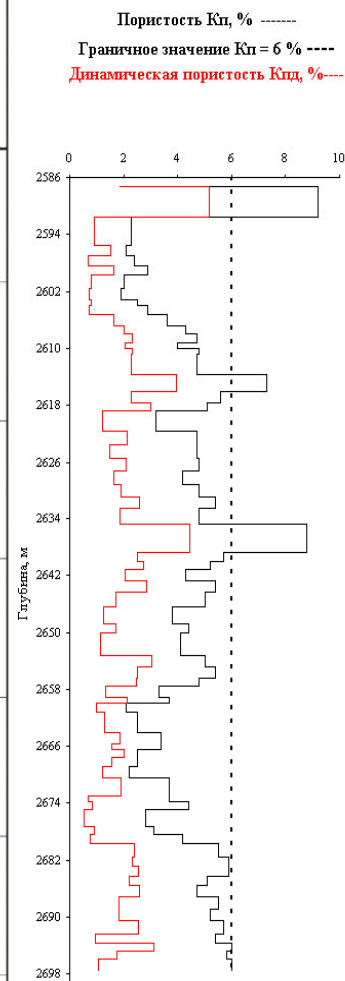
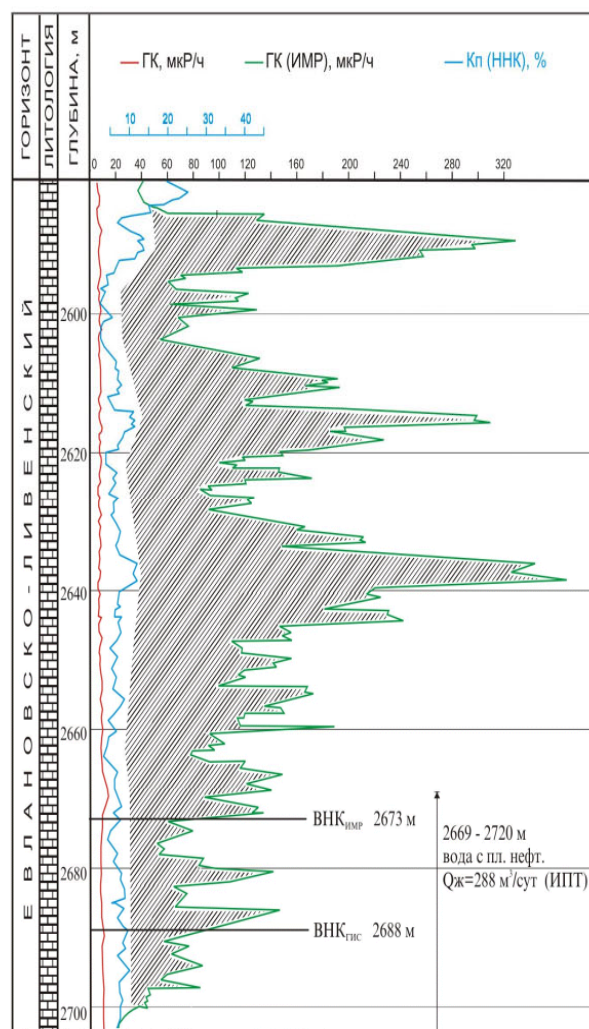
Зависимость коэффициентов растворимости радона в воде (β_v), нефти (β_n) и их отношений (β_n/β_v) от температуры

– Коэффициент растворимости радона в УВ превышает его растворимость в воде 25-60 раз в зависимости от температуры, что иллюстрируется на данном слайде.

Определение характера насыщения коллекторов, уровня водонефтяного контакта (ВНК) и уточнение интервалов переходной зоны

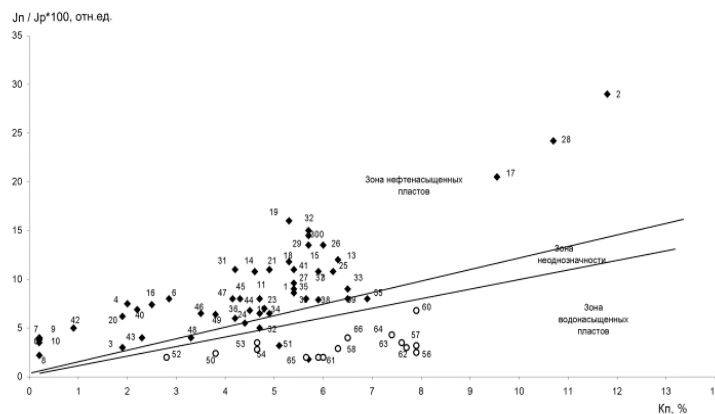


Чернушинская площадь - уровень ВНК определен по характеру изменения приведенной интенсивности гамма-поля ($J_n/J_r \cdot K_p$) с глубиной; уточнен интервал переходной зоны нефть-вода



Пример выделения низкоемких (Кп<6%) пластов-коллекторов.

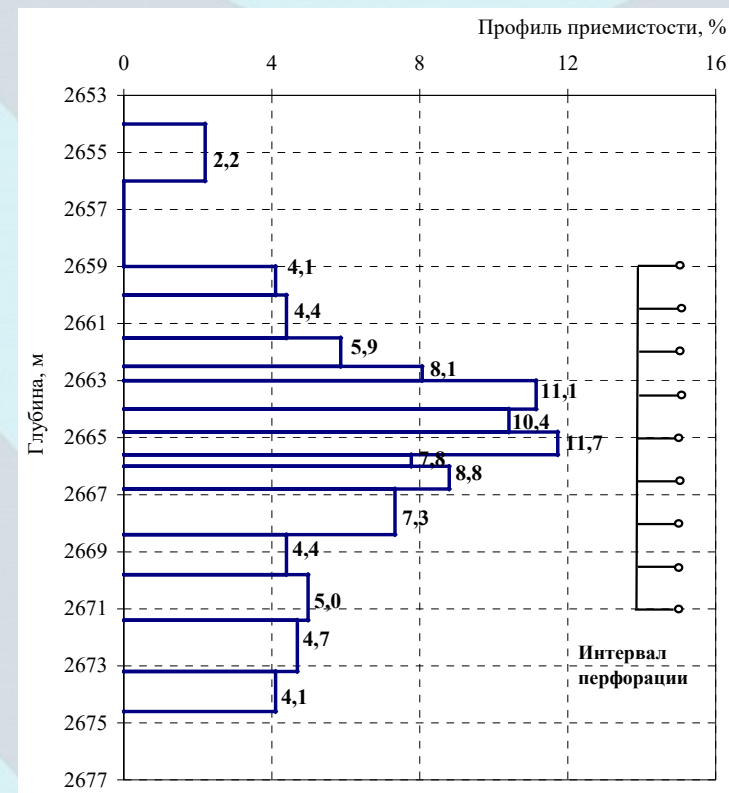
в скв.13-Демьяновской, результаты ИМР позволили определить ФЕС коллекторов, доказать, что вся толща проницаемая, оценить профиль приемистости, уровень ВНК и уточнить эффективную толщину.



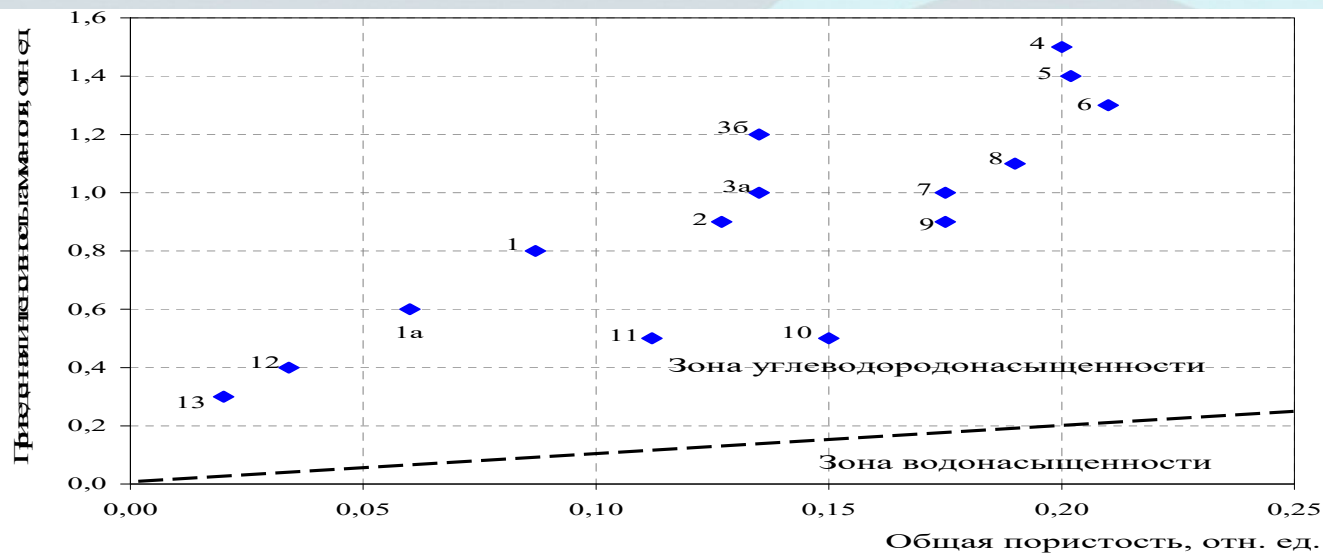
Результаты исследования скважины № 5 Южно-Кисловской индикаторным методом по радону (ИМР)

Результаты обработки данных ИМР по определению профиля приемистости в скважине
5 Южно-Кисловская (интервал перфорации 2659-2671 м)

Номер пласта, п/п	Интервал, м		Толщина, м	Профиль приемистости, %
	кровля	подошва		
1a	2654,0	2656,0	2,0	2,2
1	2659,0	2660,0	1,0	4,1
2	2660,0	2661,5	1,5	4,4
3a	2661,5	2662,5	1,0	5,9
3б	2662,5	2663,0	0,5	8,1
4	2663,0	2664,0	1,0	11,1
5	2664,0	2664,8	0,8	10,4
6	2664,8	2665,6	0,8	11,7
7	2665,6	2666,0	0,5	7,8
8	2666,0	2666,8	0,8	8,8
9	2666,8	2668,4	1,6	7,3
10	2668,4	2669,8	1,4	4,4
11	2669,8	2671,4	1,6	5,0
12	2671,4	2673,2	1,8	4,7
13	2673,2	2674,6	1,4	4,1



Профиль приемистости по ИМР в скважине
5 Южно-Кисловская

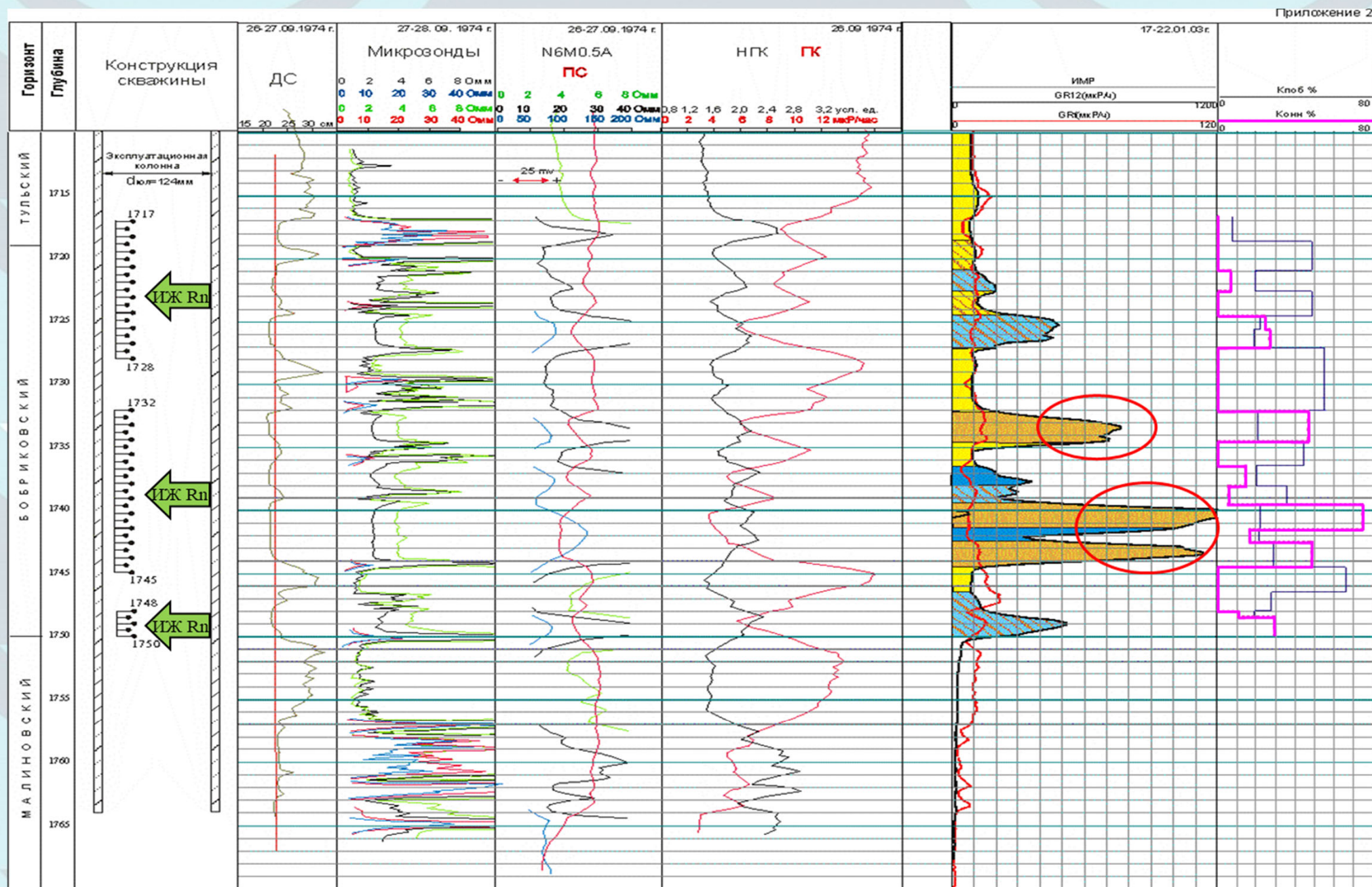


- номера точек соответствуют номерам пластов в таблице

Определение характера насыщения пластов
по ИМР (замер ГК 8) в скважине
5 Южно-Кисловская

**Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности при изучении
выработанных пластов-коллекторов месторождений,
находящихся на поздней стадии разработки**

Результаты ИМР по оценке остаточной нефтенасыщенности отложений бобриковского горизонта, скважина 614 Коробковского месторождения



Форма представления результатов данных ИМР по определению остаточной нефтенасыщенности
Скв. 614 Коробковская - интервалы перфорации:1717-1728; 1735-1742; 1748-1750 м
(бобриковский песчаник)

№ пласта	Интервал пласта, м		Н, м	К _{п общ-ГИС} , %	К _{онн ИМР} , %	Литология	Примечание
	кровля	подошва					
1	1716,5	1718,5	2,0	6,5	0	Известняк глинистый	Непроницаемый, экран (перекрыт толщей глин).
2	1718,5	1720,8	2,3	44,0	0	Глина	Практически непроницаемая, низкие экранирующие свойства.
3	1720,8	1722,5	1,7	17,5	5,7	Глинистый песчаник	Слабо проницаемый.
4	1722,5	1724,5	2,0	44,0	0	Глина	Практически непроницаемая, низкие экранирующие свойства.
5	1724,5	1725,5	1,0	20,0	22,0	Песчаник	Проницаемый.
6	1725,5	1727,0	1,5	17,0	24,0	Песчаник	Проницаемый.
7	1727,0	1732,5	5,5	50,0	0	Глина	Экран
8	1732,5	1734,5	2,0	18,5	42,0	Песчаник	Рекомендован к доработке.
9	1734,5	1736,4	1,9	40,0	0	Глина	Экран
10	1736,4	1738,0	1,6	18,0	12,7	Песчаник хорошо проницаемый	Практически выработан, возможно, по этому пласту дренируется залежь.
11	1738,0	1739,5	1,5	32,0	4,6	Алевролит и глина	Слабо проницаемые разности.
12	1739,5	1741,5	1,5	20,0	67,5	Песчаник	Рекомендован к доработке
13	1741,5	1742,5	1,0	19,5	14,7	Песчаник хорошо проницаемый	Практически выработан, возможно, по этому пласту дренируется залежь
14	1742,5	1744,5	2,0	26,0	43,6	Песчаник	Рекомендован к доработке.
15	1744,5	1746,5	2,0	60,0	0	Глина	Экран
16	1746,5	1748,0	1,5	25,0	0	Алевролит	Слабо проницаемый
17	1748,0	1748,5	0,5	17,0	9,4	Песчаник уплотненный	Слабо проницаемый.
18	1748,5	1750,0	1,5	19,0	26,2	Песчаник	Проницаемый

Учитывая практически равные емкостные свойства и начальное нефтенасыщение пропластков: 10, 12, 13 (Подсчет запасов нефти и газа Коробковского месторождения на 01.01.85 г.), можно предположить, что различие по Конн обусловлено тем, что пласты 10 и 13 (интервалы: 1736,4-1738,0 и 1741,5-1742,5 м) наиболее «промыты», что связано с их высокими фильтрационными свойствами и особенностями режима нагнетания воды - на этом участке применялось *внутриконтурное заводнение*. Закачиваемая вода внедрялась через интервалы 1736,4-1738,0 и 1741,5-1742,5 м и дренировала залежь.

По результатам ИМР, в скв 614 Коробковской:

- лучшей приемистостью: 13,1 и 9,7 - 25% и
- значимой остаточной нефтенасыщенностью (Конн=42 и 67,5 - 43,6%)

обладают пласты в интервалах:

1732,5-1734,5 и 1739,5- 1744,5 м,
за исключением прослоя 1741,5-1742,5 м (К_{онн} = 14,7%) в средней части второго интервала.

Перспективными для дальнейшей эксплуатации рекомендованы следующие интервалы:

- 1732,5-1734,5 м (Конн=42%);
- 1739,5-1741,5 м (Конн=67,5%);
- 1742,5-1744,5 м (Конн=43,6%)

Результаты исследования скважины № 3101 куст 55 Талинского месторождения по оценке остаточной нефтенасыщенности индикаторным методом по радону (ИМР)

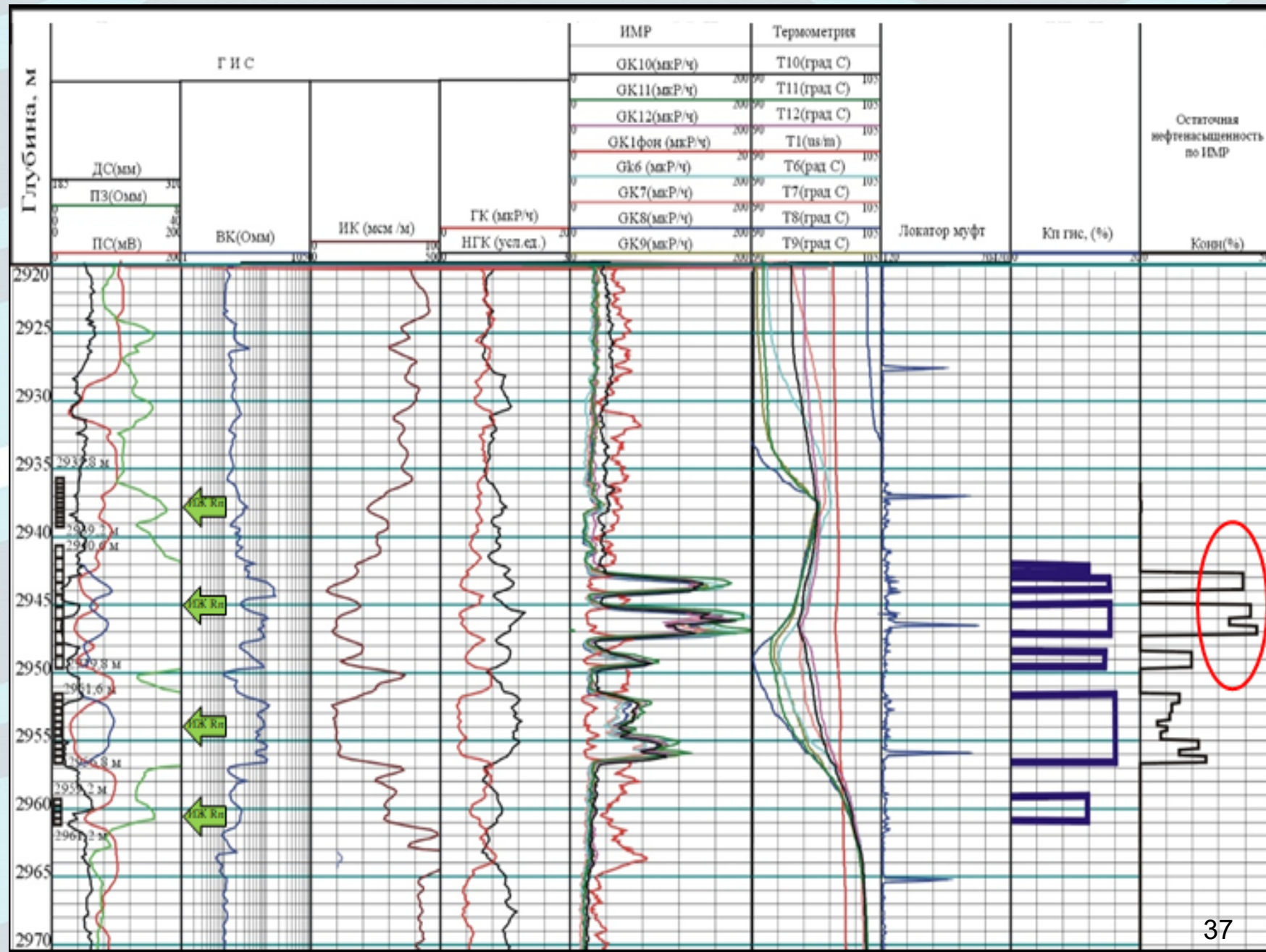
Интервалы перфорации:

2935,8-2939,2 м;
2940,6-2949,8 м;
2951,6-2956,8 м;
2959,2-2961,2 м

-эксплуатационным объектом является пласт ЮК-10.

•С целью дальнейшей эксплуатации рекомендованы интервалы:
•2942,5 - 2944,0 м Конн=40%;
•2945,0 - 2947,0 м Конн= 45 %;

•Для остальных проперфорированных пропластков Конн < Конн гр.



Результаты исследования скважины 138 Олейниковской методом по радону - ИМР

Данные по скважине 138 Олейниковского месторождения: Искусственный забой – 823,0 м, эксплуатационная колонна 146х132 мм, НКТ 73х62 мм с воронкой на конце.

Интервал перфорации 776-778 м.

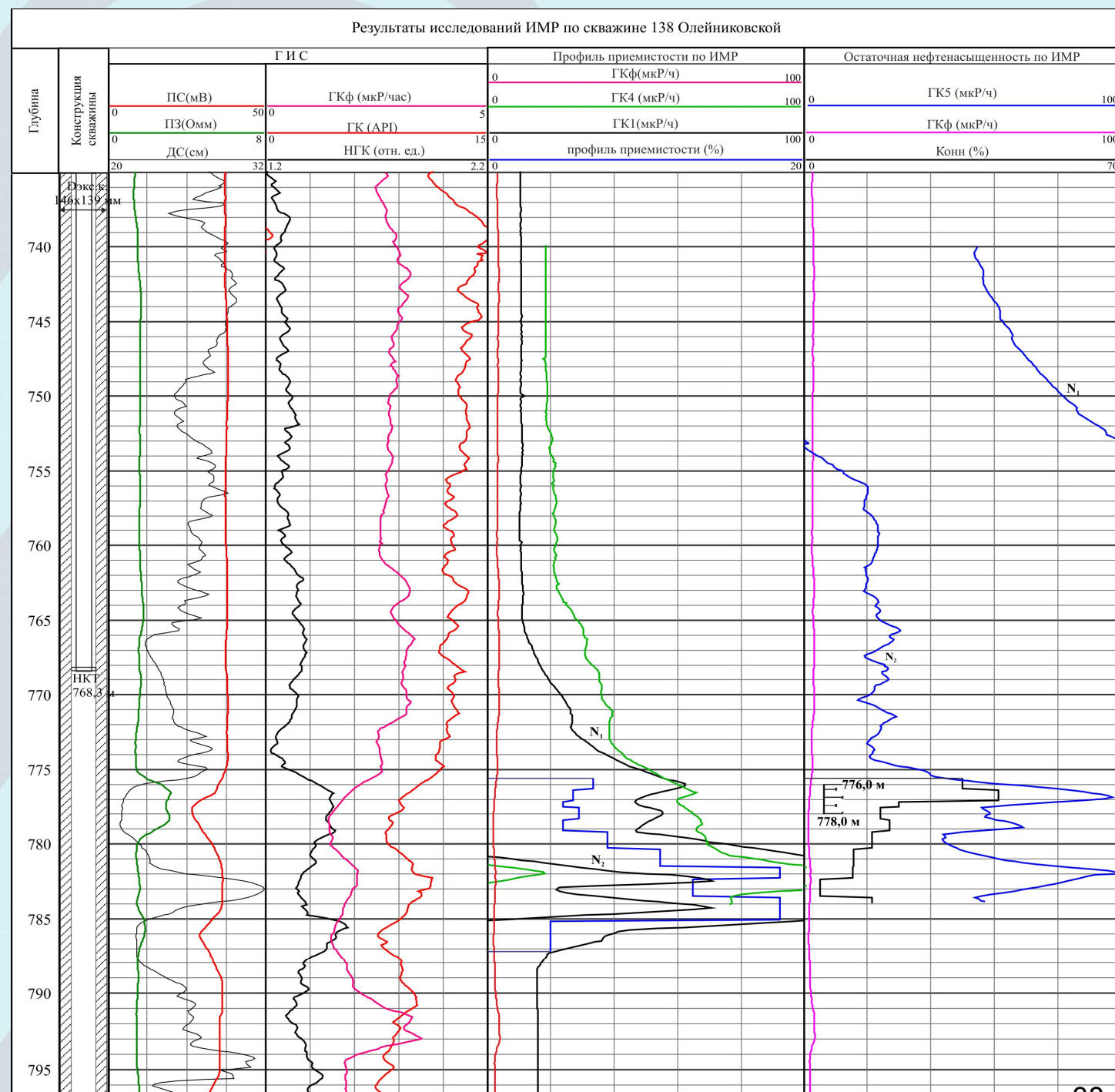
Целью ИМР - оценка технического состояния скважины, профиля приемистости в интервале перфорации, коэффициента остаточной УВ-насыщенности для выявления интервалов, перспективных для дальнейшей разработки.

По результатам ИМР выявлено:

- Индикаторная жидкость проникает в интервал перфорации 776-778 м и ниже него. Суммарный профиль приемистости в зоне перфорации (776-778 м) составляет 22,7%.
- Ниже интервала перфорации отмечается интенсивное продвижение ИЖ – заколонный переток вниз от 778,0 до глубины 788 м (суммарная приемистость - 77,3%);

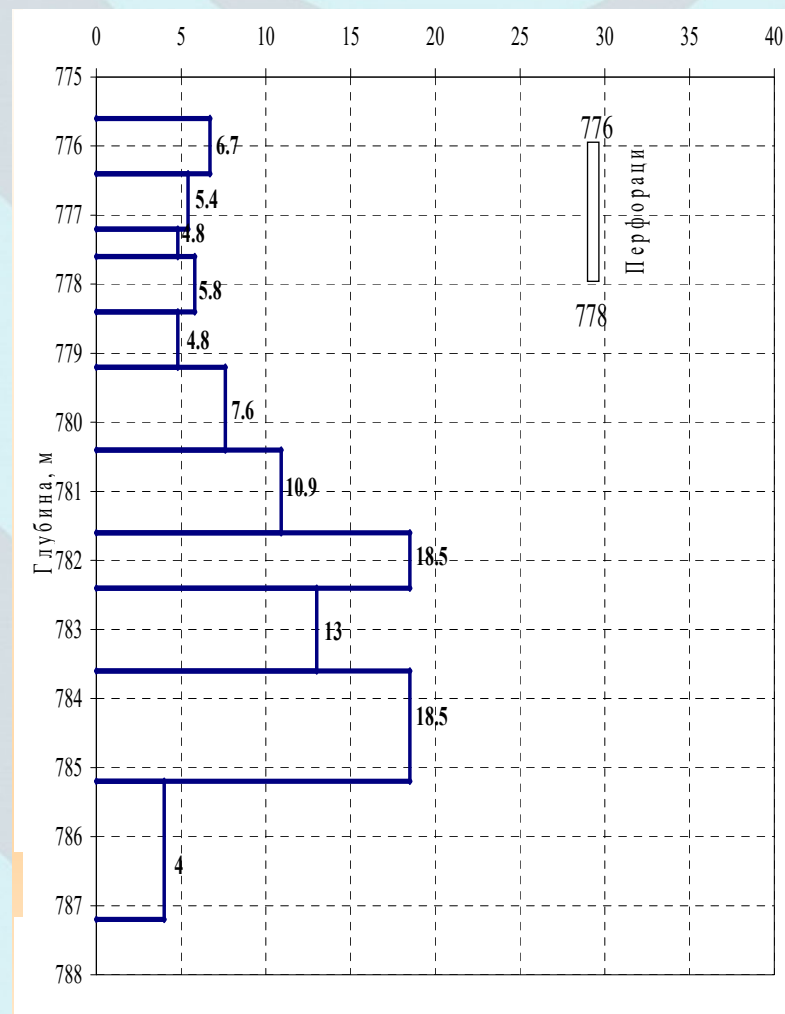
Наиболее высокой приемистостью (до 61%) отмечается интервал 780,4-785,2 м.

- Полученные данные по оценке Конн, вероятнее всего, имеют заниженные значения от фактических и позволяют уверенно говорить о том, что в интервале перфорации (786-788 м) пласты характеризуются как углеводородонасыщенные и перспективные к дальнейшей разработке.
- Ниже отметки 779 м пласты хорошо проницаемые (с низким УВ содержанием) - содержат воду.
- Интервал 783,6-785,2 м - зона высокопроницаемого водонасыщенного пласта - является основной зоной водопритока.



Результаты обработки данных ИМР по определению профиля приемистости в скважине 138 Олейниковского месторождения (интервал перфорации 776-778 м)

Номен- клатура пласта	Номер п/п	Толщина пласта, м	Интервал пласта, м		Профиль приемис- тости по ИМР, %	Конн по ИМР, %	Примечание
			Кровля	Подо-шва			
Верхний Альб	1	0,8	775,6	776,4	6,7	35*	Суммарный профиль приемистости в зоне перфорации 776 - 778 м составляет Σ 22,7%
	2	0,8	776,4	777,2	5,4	43*	
	3	0,4	777,2	777,6	4,8	21*	
	4	0,8	777,6	778,4	5,8	17*	
	5	0,8	778,4	779,2	4,8	19	Интервал 780,4 - 785,2 м (H=3,8 м) – зона высокой приемистости – Σ 61% Ниже зоны перфорации отмечается ЗК переток вниз – до глубины 788 м (составляет Σ 77,3%).
	6	1,2	779,2	780,4	7,6	15	
	7	1,2	780,4	781,6	10,9	11	
	8	0,8	781,6	782,4	18,5	10,8	
	9	1,2	782,4	783,6	13	3,53	
	10	0,6	783,6	785,2	18,5	менее 15	
	11	2	785,2	787,2	4	Запись ГК отсутствует	



По результатам ИМР выявлено:

- Индикаторная жидкость проникает в интервал перфорации 776-778 м и ниже него.
- Суммарный профиль приемистости в зоне перфорации (776-778 м) составляет 22,7%.
- Ниже интервала перфорации отмечается интенсивное продвижение ИЖ – заколонный переток вниз от 778,0 до глубины 788 м
 - (суммарная приемистость ЗК - 77,3%);

Наиболее высокой приемистостью (до 61%) отмечается интервал 780,4-785,2 м.

Безопасность применения радона в качестве индикатора обусловлена следующими факторами:

- малым (3.8 сут) периодом полураспада радона;
- использованием индикаторной жидкости с безопасной концентрации R_n (не более 15мКи);
- использованием твердофазных генераторов радона, конструкция которых исключает контакт радиоактивного вещества с окружающей средой;
- доставка раствора радона на скважину осуществляется в сертифицированных контейнерах из стали марки СТ 3.;
- все работы на скважине выполняются в соответствии с существующими требованиями, нормативными документами по безопасному проведению геофизических работ на скважине в том числе:
 - СП 2.6.1.758-99. *Нормы радиационной безопасности (НРБ -99)*; - М., 2000.-114 с.;
 - Методические указания по радиационно-безопасному использованию радонового и тритиевого индикаторов при поисках, разведке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.-М.,1985г.-35 с.;
 - СанПиН 2.6.6.1169-02. *Обеспечение радиационной безопасности при обращении с производственными отходами с повышенным содержанием природных радионуклидов на объектах нефтегазового комплекса РФ.* –М.: ООО «Техника-Сервис», 2003.-16 с.;
 - РД 39-4-957-83. *Методическое руководство по применению радонового индикаторного метода для определения технического состояния скважин и выделения проницаемых пластов.*-Волгоград,1984.- 69 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИМР



Индикаторный метод радона является многогранным методом – используя единую технику и методологию можно решать разнообразные геологические и технические задачи.

ИМР является информативным дополнением метода АКЦ.
ИМР однозначно определяет герметичность цементного камня, наличие или отсутствие заколонных перетоков.

ИМР позволяет определять зоны нарушения целостности колонн с низкой приемистостью ($0,02 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Наглядность результатов исследований и относительная простота интерпретации позволяет проводить экспресс-оценку технического состояния скважин в процессе проведения исследований.

В отличие от большинства стандартных методов ГИС, индикаторный метод радона, в ряде случаев, позволяет локализовать нарушения любой колонны при многоколонной конструкции скважины.

Сопоставление возможностей стандартных методов ГИС и ИМР

Решаемая задача	Методы ГИС								
	ЭК	ВАК	МИД-К	дебито- метрия	трубная профилем	ИНК(С/О)	ЯМК	термо- метрия	ИМР
дефекты колонн	(-)	(-)	++	(-)	+	(-)	(-)	(-)	++
заколонные перетоки	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	++	++
профиль приемистости	(-)	(-)	(-)	++	(-)	(-)	(-)	+	++
характер насыщения	++	+	(-)	(-)	(-)	++(++)	++	(-)	++
остаточная нефтенасыщенность	+	+	(-)	(-)	(-)	++(++)	++	(-)	++
оценка ФЭС	+	++	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	++
контроль интенсификации (СКО, гидроразрыв)	(-)	++	(-)	(-)	(-)	++	(-)	(-)	++

(-) - не определяет

+

++ - уверенно определяет

- Для исследований с помощью ИМР требуется только прибор ГК

Заключение

1. Технологии радоновых индикаторных исследований, а также специфические свойств радона, как индикатора, позволяют при строительстве скважин и на этапе их эксплуатации оперативно решать ряд задач актуальных:

- выявлять нарушения целостности обсадных колонн
- локализовать зоны заколонных перетоков
- уточнить фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов
- оценить характер их текущей и остаточной насыщенности

2. ИМР апробирован на месторождениях Волгоградской, Саратовской, Оренбургской, Астраханской областей, Ненецкого и Ямало-Ненецкого автономных округов, республике Казахстан.

3. Применение цифровых многоканальных скважинных измерительных систем позволят решать объемные задачи: определять анизотропию пород, положение каналов в цементном камне, направление трещин гидроразрыва.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ-РЕКОМЕНДАЦИИ

Выполнить в рамках опытно-промышленных работ исследования с радоновым индикатором ИМР на скважинах нефтяных и газовых месторождений по

Задачи решаются за
одну заправку радона

- *оценке технического состояния скважин и заколонного пространства в обводняющихся скважинах;*
- *определению профиля приемистости на скважинах действующего фонда;*
- *выявлению характера насыщенности (источника обводнения);*
- *оценке эффективности воздействия на пласт (ГРП, СКО, РИР);*
- *оценке остаточной нефтенасыщенности выработанных пластов с уточнением интервалов перспективных к дальнейшей разработке.*
- *в строящихся скважинах – по изучению фильтрационно-емкостных свойств пород и уточнению эффективных толщин.*

География и виды выполненных работ по ИМР

Название месторождения	оценка технического состояния	оценка профиля приемистости	характер насыщенности	оценка эффективности ПНП	остаточная нефть	определение ФЕС
Волгоградская область						
Жирновское						-
Кудиновское						-
Демьяновское	-			-	-	
Мирошниковское	-	-	-	-	-	
Котовское						
Антиповско-Балыклейское					-	-
Памятно-Сасовское				-	-	
Чернушинское				-		
Журавское	-			-	-	
Ключевское				-		
Коробковское						-
Бахметьевское				-	-	-
Волгоградское ПХГ			-	-	-	-
Астраханская область						
Бешкульское				-		-
Хвалынское	-			-	-	
Долманское				-	-	-
Северо-Астраханское	-			-	-	
Северо-Шаджинское				-		-
Саратовская область						
Белокаменное	-	-	-	-	-	
Петров-Вальское			-	-	-	-
Республика Казахстан						
Тенгизское	-	-	-	-	-	
Оренбургская область						
Карачаганакское	-	-	-	-	-	
Ненецкий автономный округ						
Варандейское				-		-
Торвейкое				-		-
Инзерейское				-	-	-
Тэдинское				-		-
Ямало-Ненецкий автономный округ						
Комсомольское				-	-	-
Талинкое						-
Ем-Егоровское			-		-	-
Ново-Пурпейское				-	-	-
Тарасовское				-	-	-
Барсуковское				-	-	-
Мало-Черниговское				-	-	-

Спасибо за внимание!



ООО «ЭКО-34»
400001, Российская Федерация
Волгоград, Канунникова, 6
+7 (8442) 78-17-73
info@eco-34.ru
www.eco-34.ru