

Оценка перспектив нефтегазоносности отложений нижнеберезовской подсвиты

Выполнялись:

- Геохимические исследования;
- Интерпретация материалов ГИС;
- Комплексная интерпретация данных геохимических исследований и ГИС.

Геохимические исследования включали в себя:

- опробование бурового раствора с определением газообразных УВ (C1-C6);
- опробование керна с определением газообразных УВ состава C1-C6,
- определение в пробах керна жидких (C10-C15) и твердых (C16-C24) высокомолекулярных УВ,
- определение в части проб керна ароматических УВ и, так называемых, биомаркеров (пристана и фитана).
- анализ изотопного состава углерода метана в газе бурового раствора и керна;
- анализ Rock-Eval (по пробам керна).

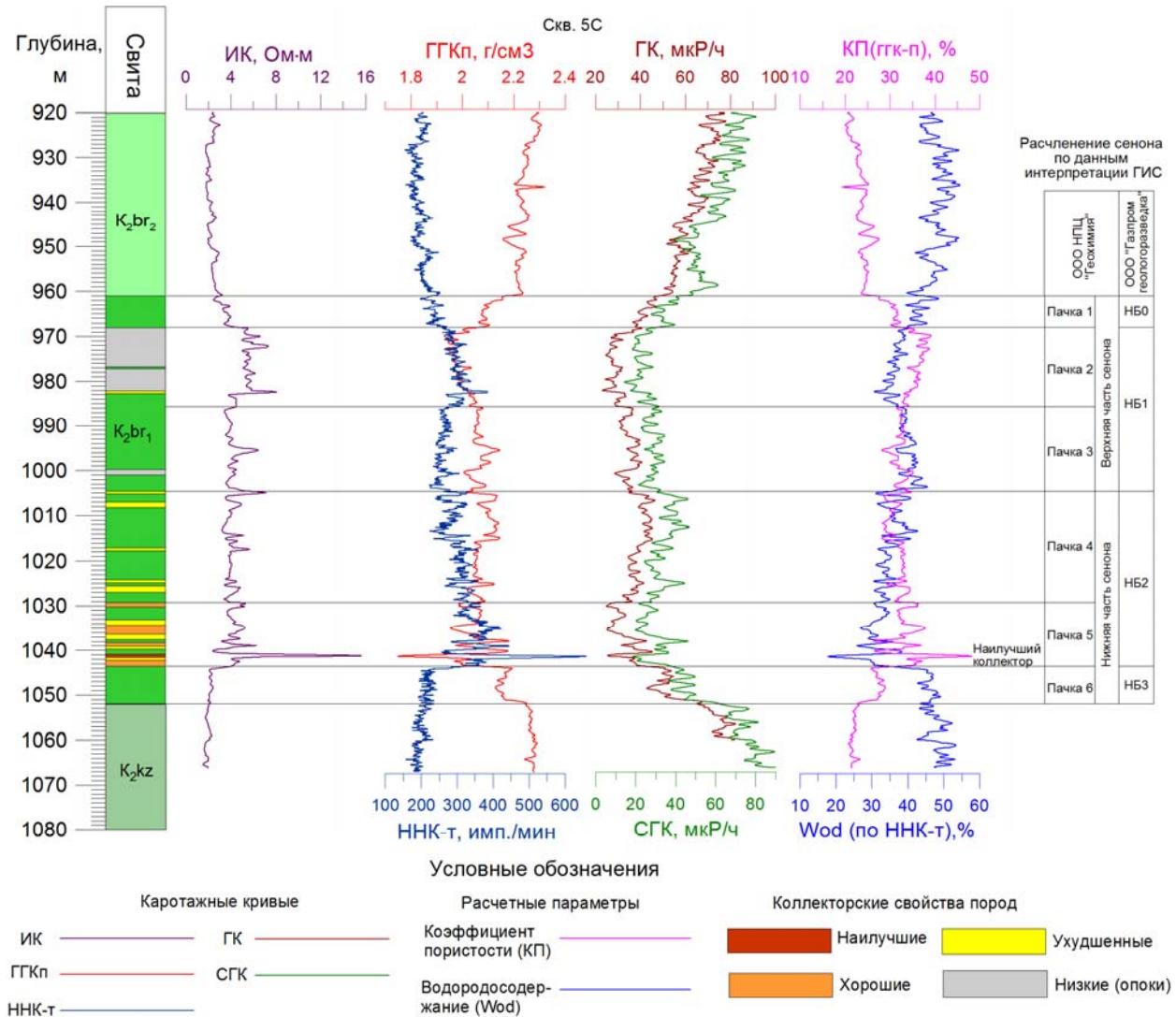
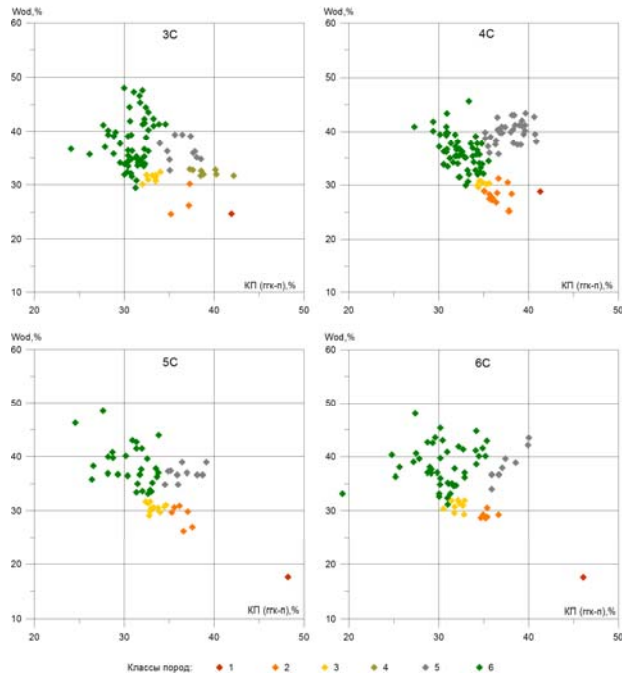
При интерпретации материалов ГИС использовались данные :

- индукционного каротажа (ИК),
- гамма каротажа (ГК),
- спектрометрического гамма каротажа (СГК),
- нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т)
- плотностного гамма каротажа (ГГК).

Интерпретация материалов ГИС.

Выделение пачек пород и пропластков пород с различными коллекторскими свойствами

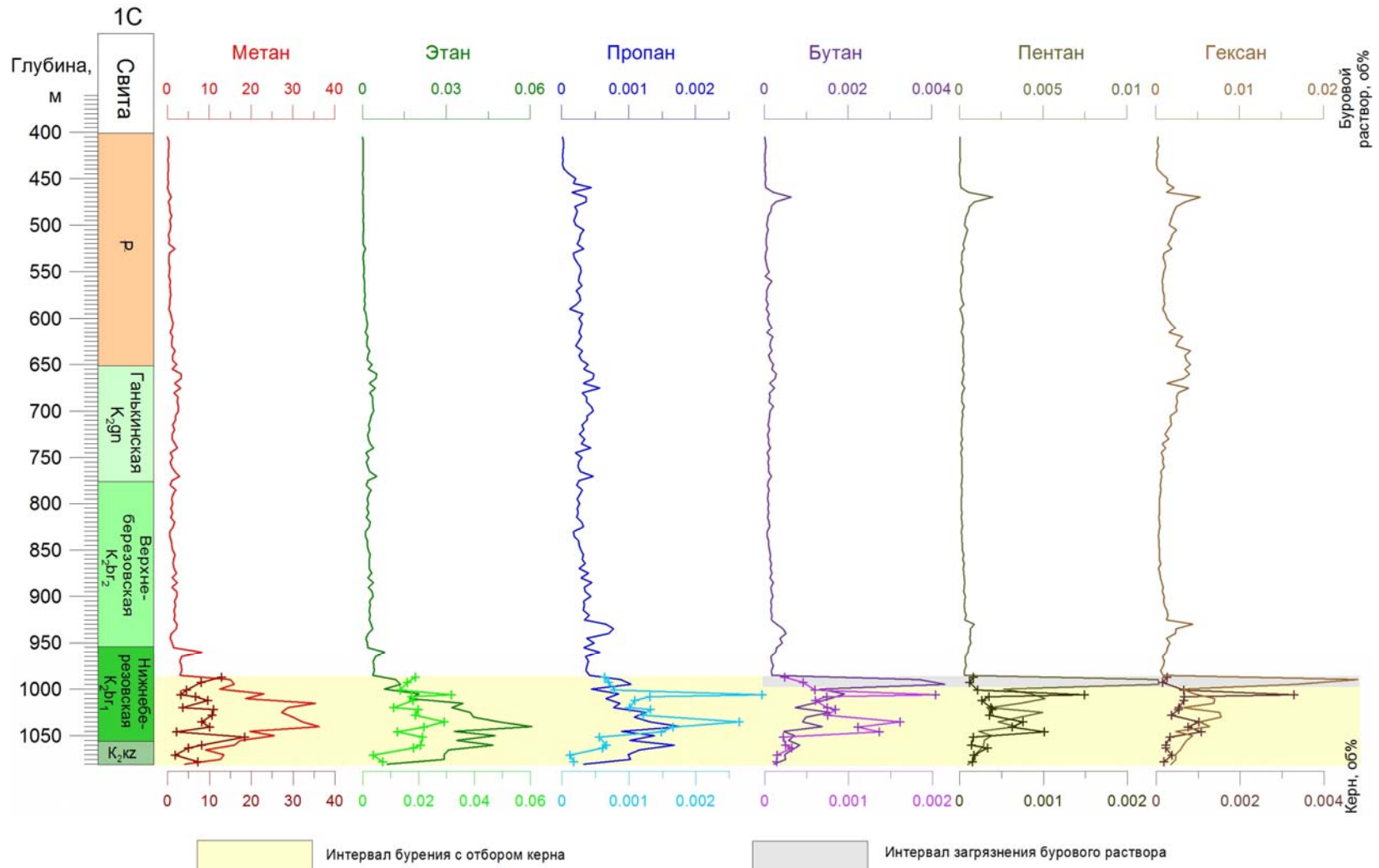
Признаком хороших коллекторов и наличия газа в поровом пространстве являются высокие коэффициенты пористости (КПггкп), установленные по плотностному ГГК, и низкие значения водородосодержания (Wod), рассчитанные по ННК-Т



Результаты:

Выделено 6 пачек пород. Пачки пород несколько различаются по литологическому составу и газонасыщенности. Они включают в себя пропластки с различными коллекторскими свойствами.

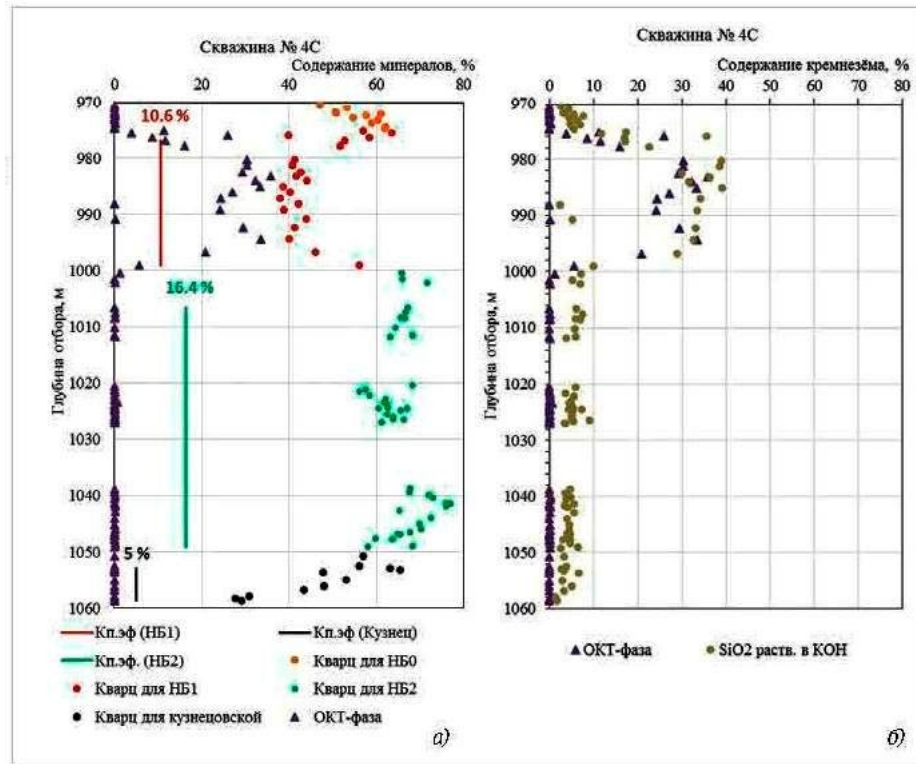
Пример распределения газообразных УВ-компонентов в буровом растворе и керне



Выводы: При попадании в бур. р-р высокомолекулярных УВ (полиэмульсан, масло, солярка) происходит его «загрязнение». Обычное соотношение концентраций УВ-компонентов, когда $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5 > C_6$ нарушается и появляется следующее распределение $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 < C_5 < C_6$

При поднятии керна на поверхность за счет перепада давления происходит его естественная раздегазация. В первую очередь из керна «выходят» легкие УВ, поскольку они обладают наибольшей десорбционной способностью и наименьшим размером молекул. Степень раздегазации керна зависит от литологического состава и структуры порового пространства пород.

Влияние литологического состава и типа порового пространства пород на газонасыщенность бурового раствора и керна



Изменчивость минерального состава опок нижеберезовской подсытки по разрезу:
а) данные РСА, б) данные анализа растворимости породы в присутствии щелочей

Минеральный состав пород и тип порового пространства (по Дорошенко А.А.)

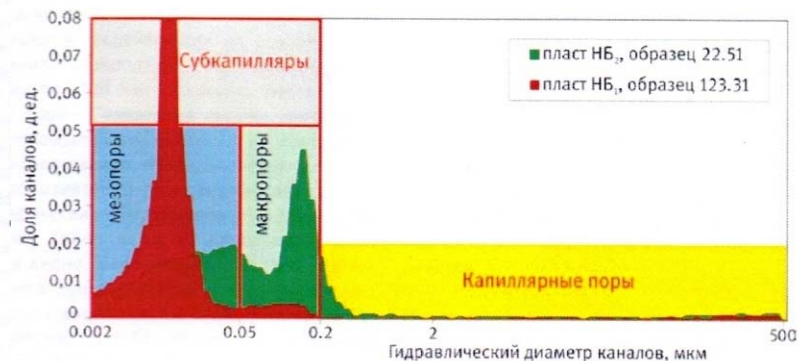
Основным породообразующим минералом является кварц.

Доля растворимого кремнезема в пластах НБ0 и НБ2 не выше 9%, в то время как в пласте НБ1 она достигает 40%, что соизмеримо с ОКТ-фазой кремнезема (опал-кристобалит-тридимитовая фаза) в этом пласте.

Характерной особенностью фильтрационно-емкостных свойств рассматриваемых коллекторов является низкая проницаемость (менее $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и высокая общая пористость (до 40%). При этом общая пористость пласта НБ1 выше общей пористости пласта НБ2, а эффективная пористость, наоборот, для пласта НБ1 ниже, чем для пласта НБ2.

Такое соотношение пористости и проницаемости пород связано с тем, что поровые каналы носят, в основном, субкапиллярный характер.

Минералы, доля	НБ ₀			НБ ₁			НБ ₂		
	min	max	среднее	min	max	среднее	min	max	среднее
Кварц	43,2	63,6	56,6	36,5	58,4	44,6	55,7	81,6	66,0
ОКТ-фаза	0,0	0,9	0,1	0,0	35,8	21,7	0,0	1,3	0,1
Монтмориллонит	21,8	39,8	29,3	12,7	41,8	21,9	13,2	37,3	25,5
Слюда	1,5	11,8	5,7	2,0	14,8	5,4	1,4	55,5	4,3



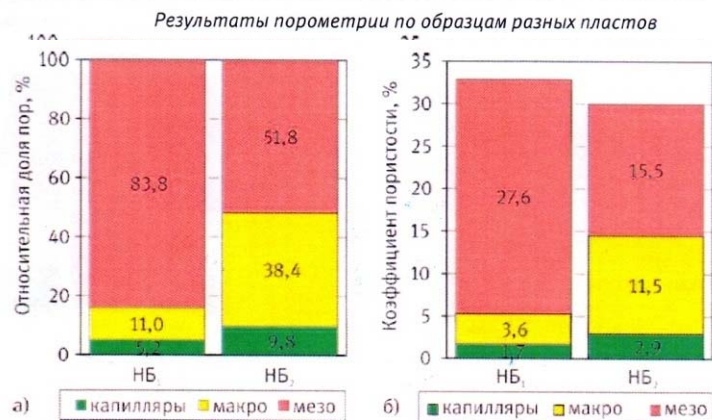
Структура порового пространства (по Дорошенко А.А.)

Для пласта НБ1 доля мезопор в относительных процентах превышает 90%, а для НБ2 - она меньше 50%.

Доля макропор в НБ2 достигает 40%, а для НБ1 их меньше 6%.

Доля капилляров для пласта НБ1 составляет 2,9% и для пласта НБ2 - 13,2%

В абсолютных процентах капиллярные поры составляют:
 для пласта НБ1 - 1,0 из 33,9 общей пористости.
 для пласта НБ2 - 3,6 из 27% общей пористости.



Прогноз эффективной газонасыщенной пористости:
 (по Дорошенко А.А.)

Газонасыщенность пласта НБ1 может составлять не более 25%, поскольку поровое пространство пород-коллекторов этого пласта более чем на 75% представлено мезопорами, которые всегда заняты связной водой.

Газонасыщенность пласта НБ2 может достигать 50%.

То есть газонасыщенность пласта НБ1 будет вдвое меньше газонасыщенности пласта НБ2.

Эффективная газонасыщенная пористость пласта НБ1 будет составлять 8,0% (абсолютных), а пласта НБ2 - 16,0%.

Литолого-емкостная модель коллекторов нижнеберезовской подсуиты (по данным ртутной порометрии): а) – относительные проценты, б) – абсолютные проценты, пересчитанные на Кп(κ)

Наименование класса пор	Диаметры пор, нм	
	от	до
Ультрамикропоры	0,3	0,6
Микропоры	0,6	2
Мезопоры	2	50
Макропоры	50	500

Классификация нанопор, принятая комитетом IUPAC [5]

Выводы:

1. Каждый уровень разреза характеризуется своими особенностями минерального состава и структурой порового пространства пород.
2. В силу более высокой эффективной пористости и большей доли капиллярных пор в породах пласта НБ2 УВ в этом интервале «легче» переходят в буровой раствор, нежели в интервале пласта НБ1. Как следствие, при вскрытии пород пласта НБ2 в буровом растворе фиксируются более высокие концентрации легких УВ, нежели при разбуривании пород пласта НБ1.
3. В силу этих же причин, а также большей песчаности пород пласта НБ2, керн из этого пласта «легче» раздегазируется при его поднятии на поверхность, и в нем остаются, прежде всего, УВ с высокой сорбционной способностью (пропан, бутан, пентан и изомеры бутана и пентана).
4. Породы пласта НБ1 (в силу меньшей песчаности, высокой доли мезопористости и малой доли капиллярных пор) хуже «отдают» УВ. Как следствие, в буровой раствор переходит меньшее количество УВ, а керн после его поднятия на поверхность в меньшей степени раздегазируется.

Принципы интерпретации данных геохимических исследований (для отложений надсеноманской части разреза).

Выбор информативных УВ-компонентов бурового раствора и керна

При интерпретации материалов геохимических исследований необходимо учитывать:

1. Бурение проводилось с использованием высоко молекулярных УВ добавок (полиэмульсан и т.д.) → Возможно загрязнение бур. р-ра.

В связи с возможным загрязнением бурового раствора компонентами полиэмульсана при интерпретации данных в качестве информативных показателей использовались только легкие УВ до C4 (метан, этан, этилен, пропан, пропилен, бутан (n-бутан, i-бутан), бутилен (изобутилен и бутен)).

2. При поднятии керна на поверхность за счет изменения давления до атмосферного происходит его естественная разгазация.

При разгазации керна при его поднятии на поверхность из него прежде всего выходят легкие УВ с невысокой сорбционной способностью, это прежде всего метан и легкие его гомологи. Затем более тяжелые УВ: пропан, бутан и т.д.

«Выход» газообразных УВ определяется литологическим составом и типом порового пространства пород.

При прочих равных условиях глинистые разности пород обладают более высокой сорбционной способностью и, как следствие, в керне могут «остаются» более высокие концентрации УВ, нежели в песчаных разностях пород.

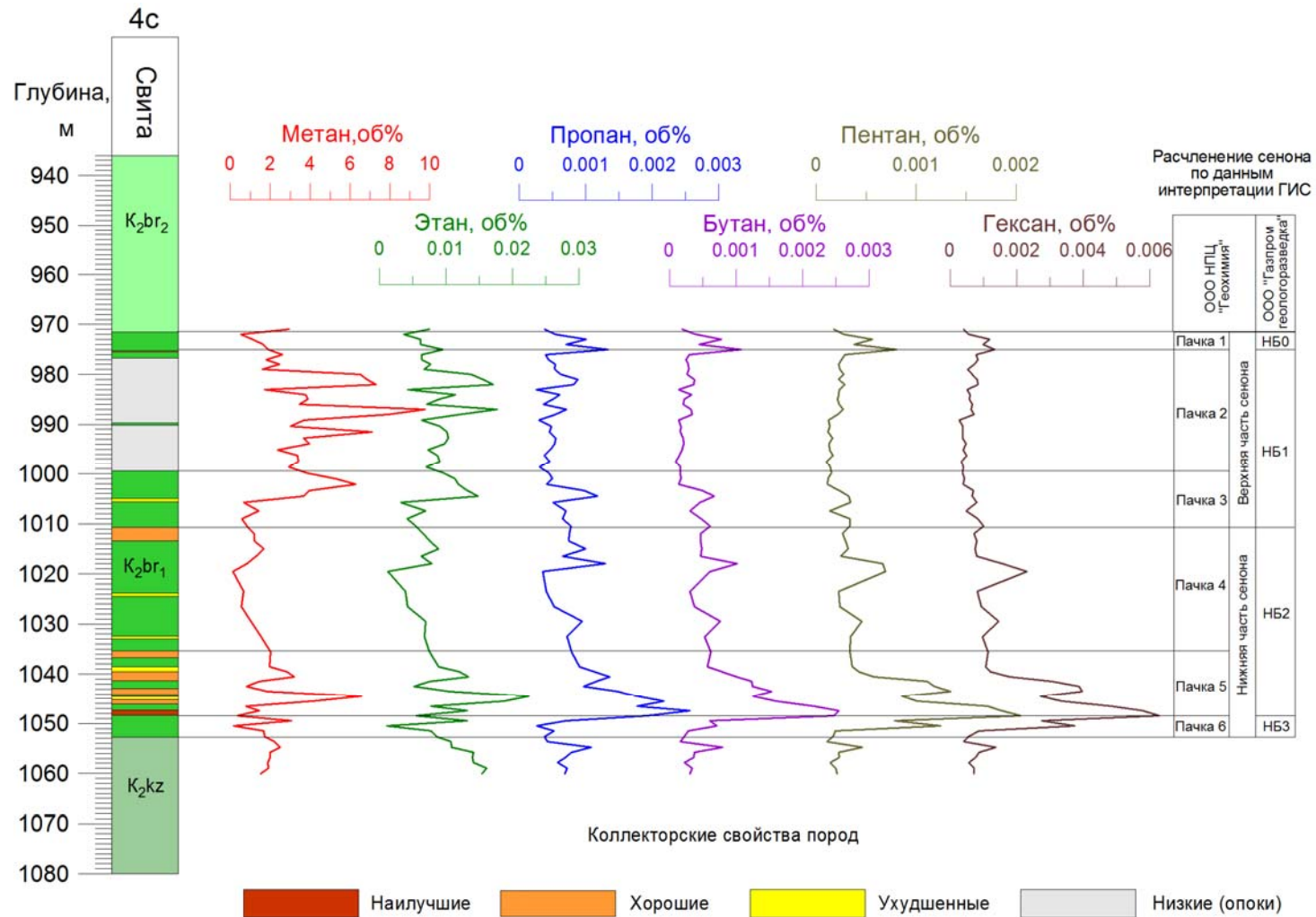
Структура порового пространства также определяет степень разгазации керна при его поднятии на поверхность (слайды 4 и 5).

Поэтому для газа керна в качестве информативных показателей использовались такие компоненты как пропан, пропилен, бутан (n-бутан, i-бутан), бутилен (изобутилен и бутен) пентан (n-пентан, тетраметилметан, 2,2-диметилпропан, 2-метилбутан).

Информативные компоненты бурового раствора и керна

№ п/п	Тип УВ	УВ-компоненты
1	Газ бурового раствора	метан, этан, этилен, пропан, пропилен, бутан (n-бутан, i-бутан), бутилен (изобутилен и бутен).
2	Газ керна	пропан, бутан (n-бутан, i-бутан), пентан (n-пентан, тетраметилметан, 2,2-диметилпропан, 2-метилбутан), пропилен, бутилен (изобутилен и бутен)
3	Жидкие УВ керна	n-алканы C10-C15
4	Твердые УВ керна	n-алканы C16-C24
5	Биомаркеры	пристан, фитан
6	Ароматические УВ керна	бензол, толуол, этилбензол, пароксиллол, метаксиллол, изопропилбензол, ортоксиллол, n-пропилбензол

Пример распределения газообразных УВ в керне скв 4С



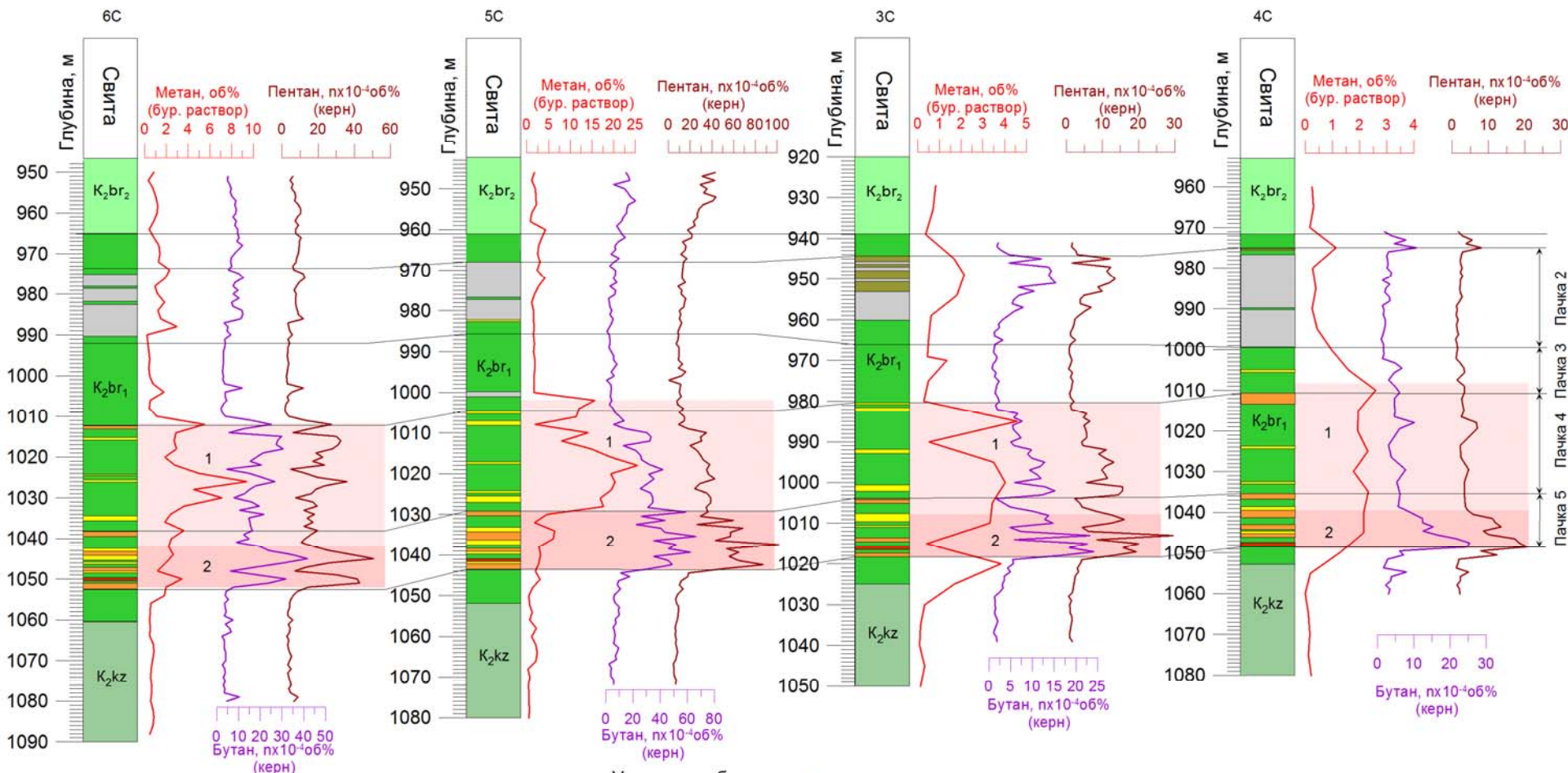
Каждый уровень разреза характеризуется своим уровнем концентраций УВ.

Так, например, в верхней части нижнеберезовских отложений (пласт НБ1) миграция УВ практически невозможна в силу преобладания здесь мезопор и низкой доли капиллярных пор. Как следствие, УВ представлены преимущественно биогенным метаном.

Газонасыщенность нижней части нижнеберезовской подсвиты (пласт НБ2) связана не только с общей высокой газонасыщенностью пород, но и с наличием здесь пропластков пород с достаточно удовлетворительными коллекторскими свойствами: ухудшенными и хорошими в пакке пород 4 и ухудшенными, хорошими и наилучшими в пакке пород 5. Эти пропластки пород в нижней части подсвиты аномально газонасыщены. УВ в пакках пород 4 и 5 представлены уже не только метаном, но и более тяжелыми его гомологами.

Вывод: Производить интерпретацию данных геохимических исследований можно только с учетом литологического состава и структуры порового пространства пород.

Закономерности распределения УВ в разрезе скв 3С-6С



Кривые концентраций УВ-компонентов

— Метан (буровой раствор)
— Бутан (кern)
— Пентан (кern)

Классы пород

1 С наилучшими коллекторскими свойствами
4 С хорошими коллекторскими свойствами
3 С ухудшенными коллекторскими свойствами

5 Опoki с хорошими коллекторскими свойствами
6 Опoki с низкими коллекторскими свойствами

Интервалы повышенных концентраций УВ

Интервал 1
Интервал 2

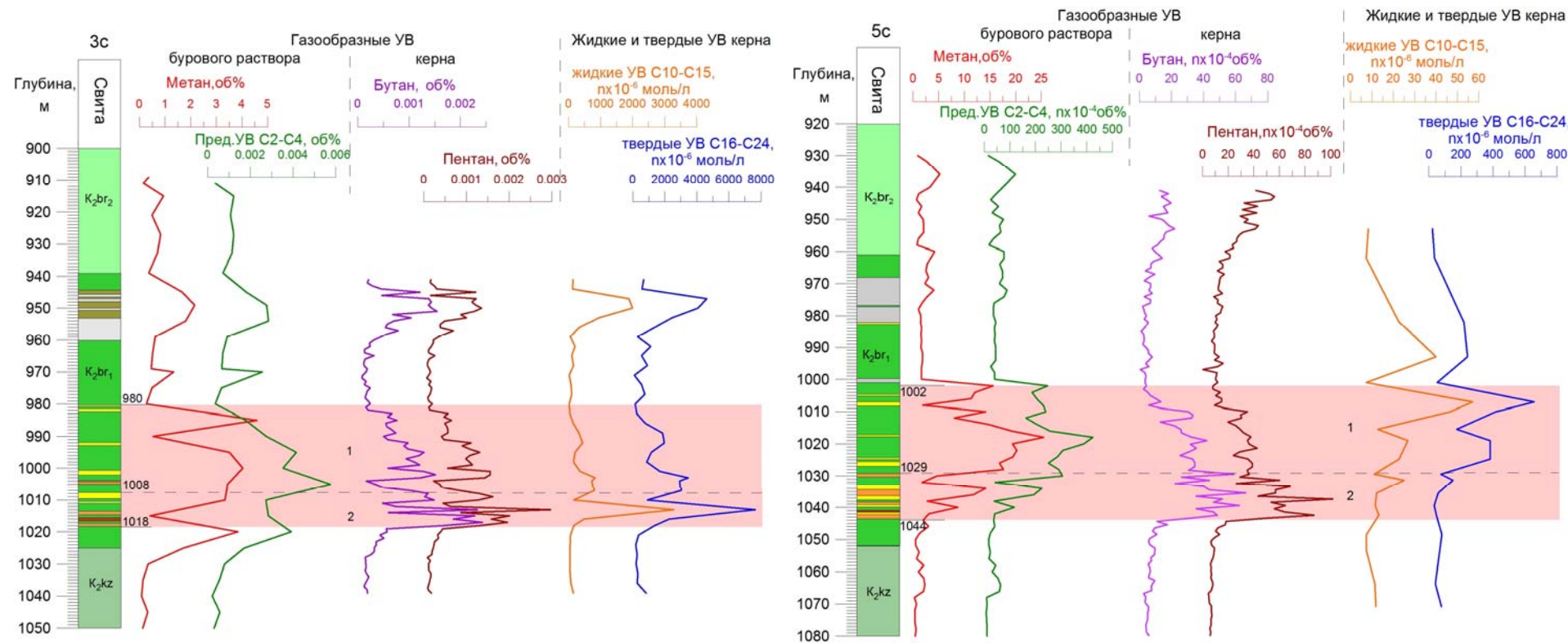
Выделяется два перспективных интервала повышенных концентраций УВ. Они соответствуют пачкам пород 4 и 5.

Первый интервал выделяется, прежде всего, повышенными концентрациями УВ в буровом растворе, второй интервал - по данным опробования керна.

Связано это, очевидно, с различиями литологического состава пород интервала 1 и 2 (породы интервала 2 характеризуются большим содержанием кварца, см. слайд 4).

Вывод: Наиболее перспективным представляется интервал 2, к которому приурочены пропластки пород с хорошими коллекторскими свойствами, и пропласток с наилучшими коллекторскими свойствами.

Распределение УВ в разрезе скв 3С и 5С



Условные обозначения

Кривые концентраций УВ-компонентов

- Метан (буровой раствор)
- Бутан (керна)
- Пентан (керна)

Классы пород

- 1 С наилучшими коллекторскими свойствами
- 4 С хорошими коллекторскими свойствами
- 3 С ухудшенными коллекторскими свойствами
- 5 Опки с хорошими коллекторскими свойствами
- 6 Опки с низкими коллекторскими свойствами

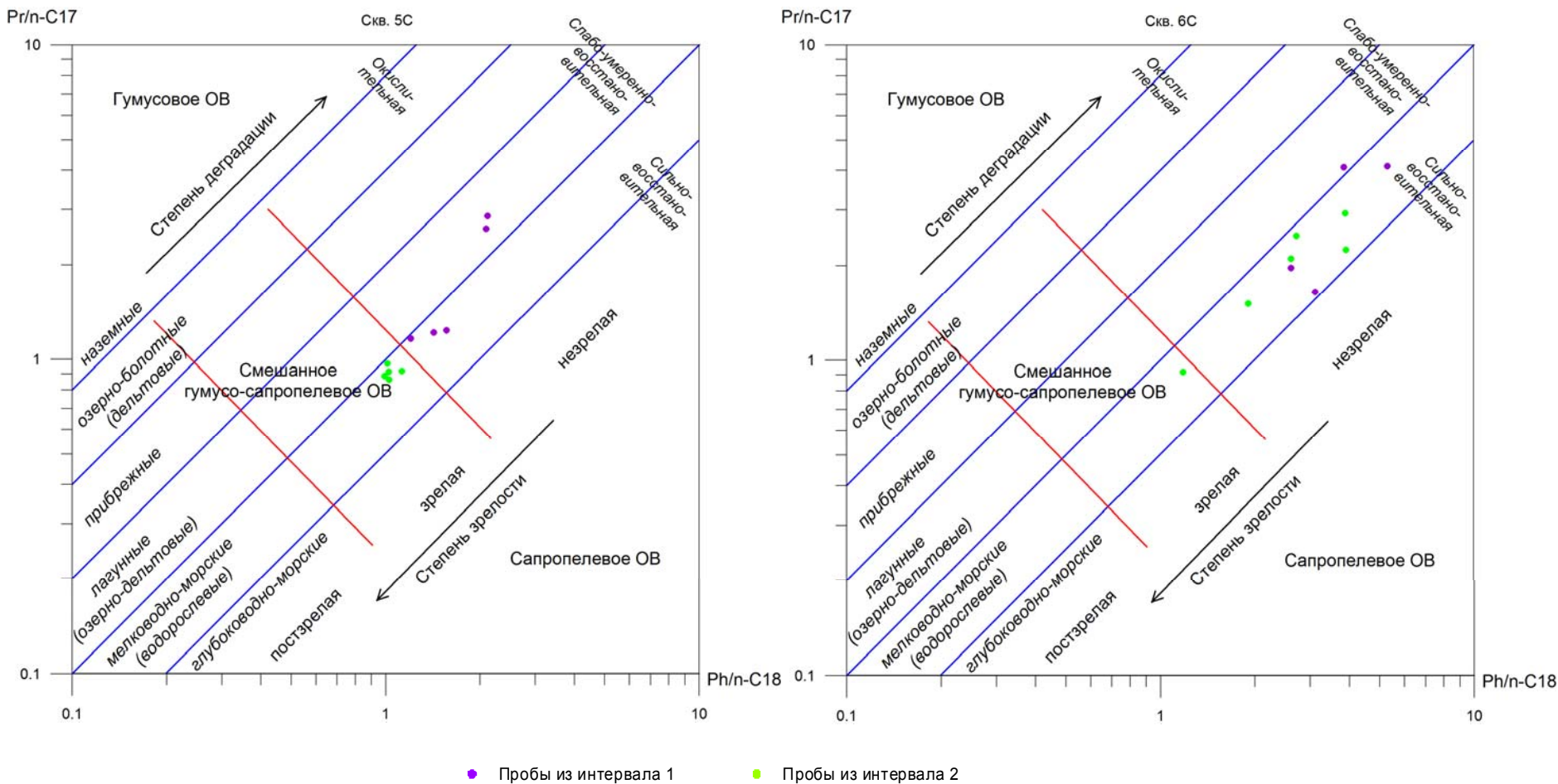
Интервалы повышенных концентраций УВ

- Интервал 1
- Интервал 2

В отличие от скв 3С, в скв 5С отсутствует корреляция между газообразными (C1-C6) и высокомолекулярными УВ C10-C24. Кроме этого в интервале 2 зафиксирован изотопно более тяжелый углерод метана, чем в вышележащем интервале 1.

Вывод: В Интервале 2 скв. 5С можно подозревать кроме сингенетичного газа наличие УВ термокаталитического генезиса.

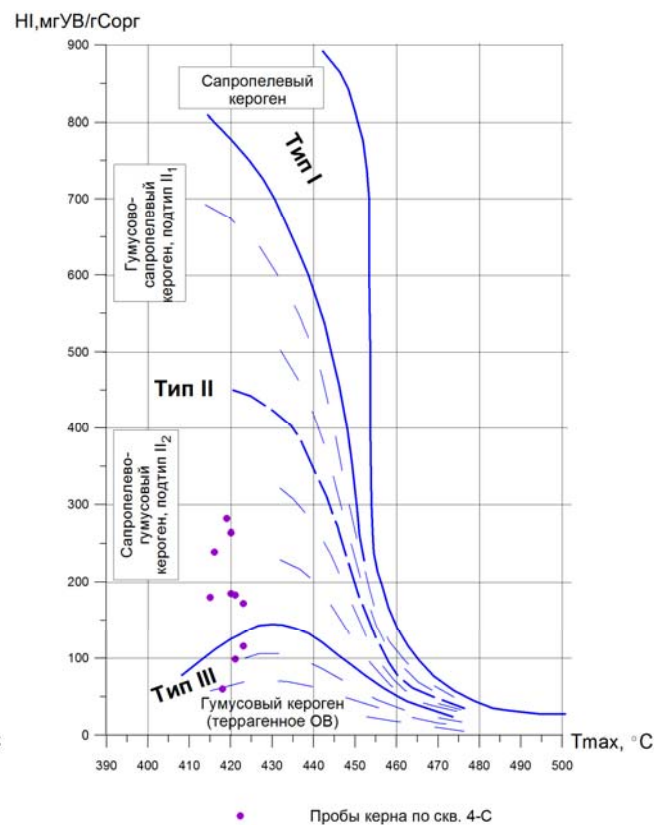
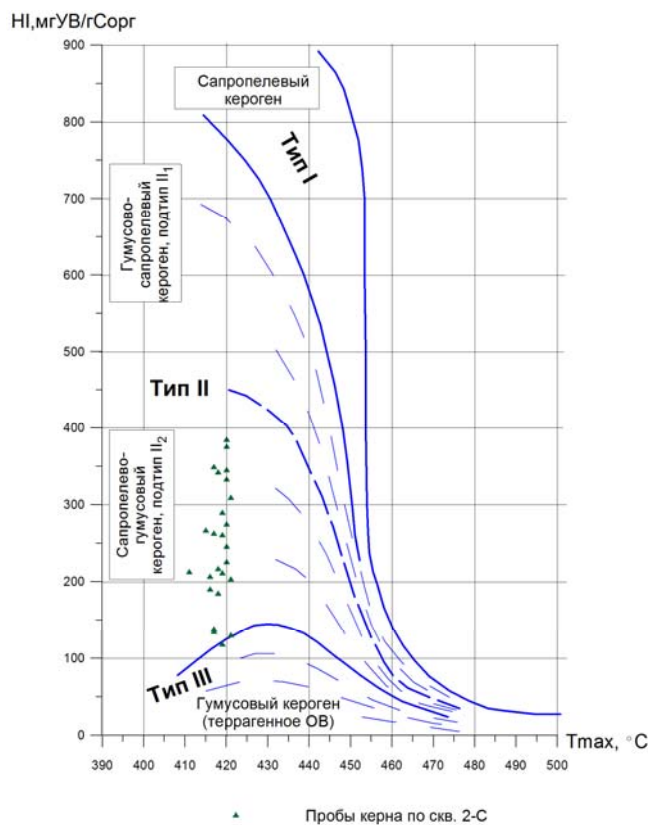
Диаграммы Кенона-Кессоу по пробам керна скв. 5С и 6С



Выводы:

Большая часть проб попадает в область мелководно-морских отложений, с преобладанием сапропелевого типа ОБ. В части проб из скв. 2С, скв. 3С, скв. 5С (интервал 2) и скв. 6С (одна проба) зафиксировано зрелое ОБ.

Результаты анализа Rock-Eval по пробам керна скв 2С и 4С



содержание Сорг меньше 1%

содержание микронепти $S1 < 0,5$ мгУВ/г породы

остаточный нефтегенерационный потенциал ОБ
 $S2 < 2,3$ мгУВ/г породы

температуры максимального выхода продуктов
пирилиза (Tmax) УВ варьирует от 415 до 423
градусов С

индекс нефтяной продуктивности ОПИ не
превышает 0,2

Отношение $S1/S2 < 0,25$

Вывод:

Стадия катагенеза не превышает ПКЗ:

В составе ОБ изученных пород резко преобладают сингенетичные компоненты.

Выводы:

1. В нижней части нижнеберезовской подсвиты выделяются два перспективных интервала: *Интервал 1* и *Интервал 2*, которым соответствуют пачки пород 4 и 5.
2. Наиболее перспективным представляется *интервал 2*, где установлено наибольшее количество прослоев с хорошими коллекторскими свойствами и пропласток с наилучшими коллекторскими свойствами.
3. По данным анализа Rock-Eval и распределению высокомолекулярных УВ в отложениях нижнеберезовской подсвиты преобладает сингенетичный газ.
4. По данным изотопного анализа в верхней части нижнеберезовской подсвиты (пачки пород 1-3) преобладает метан биогенного генезиса.
5. В нижнем интервале (*Интервал 2*) скв. 5С и, возможно, скв. 1С помимо сингенетичного газа присутствует термокаталитический газ.

Рекомендации:

1. Необходимо оценивать не только такие стандартные геолого-промысловые характеристики как пористость и проницаемость пород, глинистость, содержание кремния и т.д., но и:

- условия седиментогенеза;
- содержание ОВ в породе;
- тип керогена;
- термическую зрелость ОВ (стадию катагенеза);
- генезис УВ;
- степень гидрофобности пород, которая, собственно, и определяет возможность пород накапливать УВ и напрямую зависит от стадии катагенеза.

Эти геолого-промысловые характеристики обычно рассматриваются при оценке нефтегазоперспектив отложений черных сланцев.

Конечно, условия образования и накопления сланцевого газа и газа нижнеберезовской подсвиты различны, и для отнесения скоплений УВ в отложениях нижнеберезовской подсвиты к продуктивным (удовлетворяющих требования промышленности к сырью) должны быть разработаны свои поисковые и геолого-промысловые критерии. Однако многие закономерности установленные для месторождений сланцевого газа, могут быть использованы и для оценки пород нижнеберезовской подсвиты.

Условия нефтегазоносности черных сланцев хорошо известны и одним из основных критериев их нефтегазоносности является степень преобразованности органического вещества. При прочих равных условиях, более зрелое органическое вещество способно генерировать большее количество геологических ресурсов нефти и газа, чем менее зрелое органическое вещество. В процессе катагенеза практически непроницаемые, гидрофильные, в различной степени пластичные горючие сланцы и сапропелиты преобразуются в гидрофобные породы с интенсивным газонакоплением и занимают промежуточное положение между обычными коллекторами и покрывками.

Таким образом, мы считаем, что вышеперечисленные критерии являются одними из основных для оценки перспектив отложений нижнеберезовской подсвиты. Эти геолого-промысловые характеристики почему-то обычно не рассматриваются при оценке газоперспектив нижнеберезовских отложений, но именно они определяют их газонасность.