

## НЕКОТОРЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УВ В ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕБЕРЕЗОВСКОЙ ПОДСВИТЫ

В течение ряда лет на Медвежьем НГКМ нами выполнялся комплекс исследований по скважинам, пробуренным на отложения сенона, который включал в себя проведение геохимических исследований и комплексную интерпретацию геохимических и геофизических данных [1, 2 и 3].

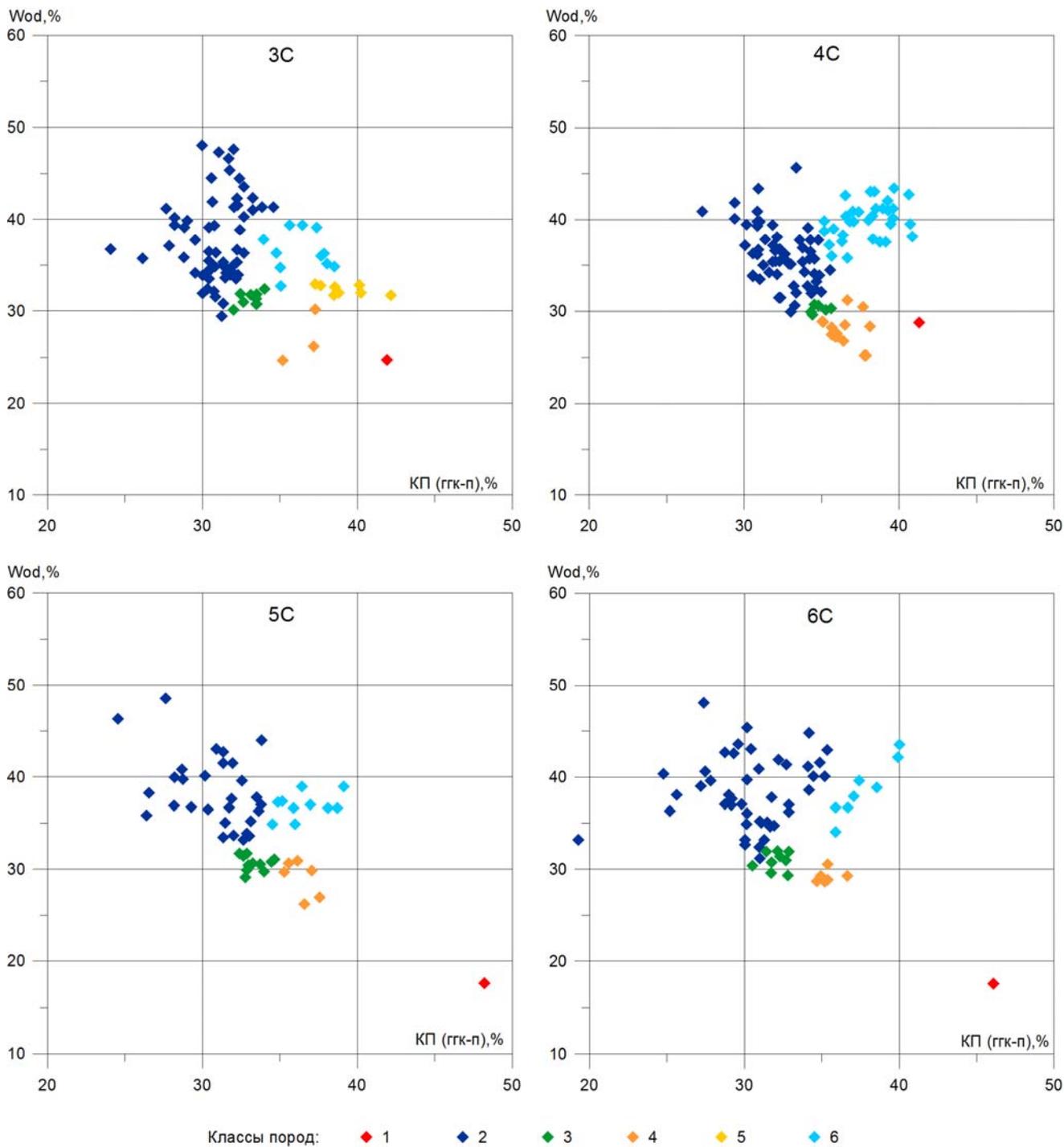
Геохимические исследования включали в себя опробование бурового раствора с определением газообразных УВ и опробование кернa - с определением как газообразных, так жидких и твердых высокомолекулярных УВ состава C<sub>10</sub>-C<sub>24</sub>, в том числе ароматических УВ и, так называемых, биомаркеров (пристана и фитана). Для определения генезиса УВ проводился изотопный анализ углерода метана, а по пробам кернa - анализ Rock-Eval.

Для оценки коллекторских свойств привлекались материалы ГИС, представленные в виде LAS-файлов. Использовались данные индукционного каротажа (ИК), гамма каротажа (ГК), спектрометрического гамма каротажа (СГК), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) и плотностного гамма каротажа (ГГК).

Необходимо сказать, что некоторые современные методы ГИС, например, такие как нейтронный каротаж с применением многозондовой аппаратуры, позволяют не только установить предпосылки нефтегазоносности - т.е. выявить в разрезе скважины пласты-коллекторы, но и определить характер их насыщения углеводородами.

Анализ материалов ГИС показал, что в отложениях сенона 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 (рис. 1). Исходя из соотношения КПггкп и Wod нами были выделены:

- пласты с наилучшими коллекторскими свойствами (класс 1 по классификации ООО "НПЦ Геохимия"). Коллекторы характеризуются наиболее низкими значениями Wod и высокими КПггкп. Эффект газа в этих пластах наиболее выражен;
- пласты с хорошими коллекторскими свойствами (класс пород 4);
- пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами (класс пород 3);
- опоки с низкими коллекторскими свойствами (класс 6);
- неколлекторы (класс 2).



1 - наилучший коллектор, 2 - неколлектор, 3 - пласты с ухудшенными коллекторскими свойствами, 4 - пласты с хорошими коллекторскими свойствами, 5 - опоки с явным влиянием газа, 6 - опоки с низкими коллекторскими свойствами

Рис. 1 Сопоставление коэффициента пористости (КПггк-п) и водородосодержания (Wod) для отложений сенона в скв 3С, 4С, 5С и 6С

Помимо этого, в интервале глубин 944-953м в скв 3С были выделены пласты, представленные опоками с явным влиянием газа (класс 5).

Необходимо сказать, что нижеберезовские отложения представлены достаточно однородными опокovidными породами с различной степенью глинистости или песчанности и характеризуется малой проницаемостью, при этом целые пачки пород в нижней части подсвиты, имеют высокий уровень концентраций УВ. Газонасыщенность этих пачек связана с газом закрытых пор, с газом, окклюдированным и сорбированным минеральным и органическим веществом и, в меньшей степени, с наличием микротрещин. По сути вся толща представляет собой связнодисперсную систему, где дисперсионной средой является минеральная составляющая и органическое вещество породы, а дисперсионной фазой - газ. В этих условиях говорить о пластах-коллекторах в классическом понимании представляется не совсем корректным, тем не менее, за отсутствием "правильной" терминологии мы используем такие понятия как пласты и пропластки пород, подразумевая под этим интервалы пород с относительно улучшенными коллекторскими свойствами.

Пример выделения коллекторов в разрезе скважин и оценка эффекта влияния газа по данным ИК, плотностного ГГК и НК-Т показаны на рис. 2.

Несмотря на то, что эффект газа можно оценить и по данным ГИС, мы считаем, что наиболее правильным является комплексный подход, когда методы ГИС дополняются геохимическими исследованиями. Последние, например, позволяют не только оценить газонасыщенность разреза, но и определить генезис УВ, а также определить тип керогена и степень термической зрелости ОВ.

Информативность такого комплекса исследований обычно значительно выше, чем при использовании какого-либо одного из методов.

Выполненный комплекс исследований на Медвежьем НГКМ показал, что, как по данным геохимических исследований, так и по данным ГИС, нижеберезовские отложения отчетливо делятся на две части - верхнюю и нижнюю.

В верхней части нижеберезовской подсвиты уровень концентраций УВ заметно меньше, чем в нижней.

По данным геохимических исследований нижняя часть нижеберезовской подсвиты проявляется резким увеличением содержания УВ в буровом растворе и керне. Так, в скв. 3С повышенные концентрации УВ начинаются с 980м, в скважине 4С - с 1008м., в скв 5С - с 1002м, , а в скв 6С - с 1012м. (рис. 3-6).

По данным ГИС в отложениях нижеберезовской подсвиты можно выделить шесть пачек пород. Три из них - верхнем сеноне, и три - в нижнем (таблица 1).

Граница между верхней и нижней частями нижеберезовской подсвиты проходит между третьей и четвертой пачками пород по кровле пласта с хорошими коллекторскими свойствами выступающего, в данном случае, как реперный (рис. 7).

**Таблица 1**

**Пачки пород, выделенные в результате интерпретации материалов ГИС, которые представляют определенный газопоисковый интерес**

Пачка пород	Номер скважины			
	3С	4С	5С	6С
2	944,3-966,0	974,9-999,4	968,0-985,7	973,7-992,2
3	966,0-980,3	999,4-1010,7	985,7-1004,6	992,1-1012,3
4	980,3-1003,8	1010,7-1035,4	1004,6-1029,2	1012,3-1038,2
5	1003,8-1018,5	1035,4-1048,4	1029,2-1043,6	1038,2-1052,5
Наилучший коллектор	1015,6-1016,5	1047,4-1048,4	1040,9-1041,6	1049,5-1050,4

В скважинах 4С и 5С эта граница проходит на 2-3 метра ниже, чем по данным геохимических исследований. Такое расхождение связано, скорее всего, с дискретностью отбора проб бурового раствора и керна.

Пачки пород несколько различаются по литологическому составу и газонасыщенности. Они включают в себя пласты с различными коллекторскими свойствами.

Пример расчленения толщи нижеберезовской подсвиты на пачки пород представлен на рис 2.

Выделенные нами пачки пород 1 и 6 не содержат коллекторов и характеризуются низкими содержаниями УВ, поэтому в дальнейшем при расчете статистических параметров и оценки перспектив газонасыщенности мы их не рассматриваем.

Пачки пород 1 и 6 соответствуют объектам НБ0 и НБ3 по классификации ООО "Газпром геологоразведка" (рис. 2).

Пачка пород 2 сложена преимущественно опоками.

По данным геохимических исследований в скважине 3С к опокам (глубина 944-953м) приурочены повышенные концентрации УВ (рис. 3).

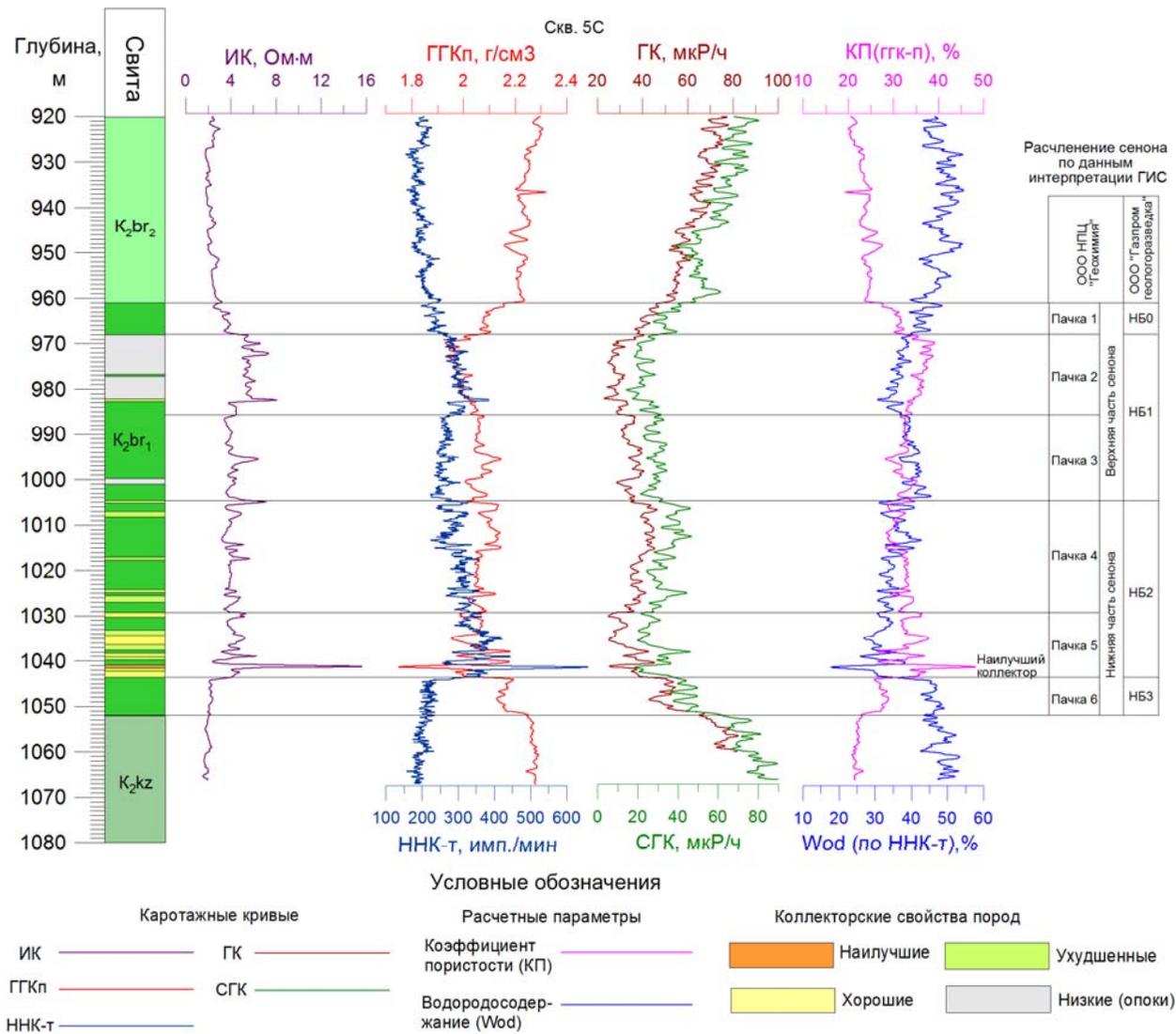


Рис. 2. Пример выделения коллекторов и пачек пород по данным ИК, плотностного ГГК, ННК-Т, ГГК и СГК в скв 5С

В скважине 4С в пачке пород 2 несколько повышенные концентрации УВ установлены в интервале глубин 972-976м. Они приурочены к пропластку с ухудшенными коллекторскими свойствами (рис. 4).

В скв 5С на этих уровнях разреза повышенных концентраций УВ не установлено (рис. 5).

В третьей пачке пород коллекторы практически отсутствуют, либо представлены маломощными пропластками с ухудшенными коллекторскими свойствами. Газонасыщенность отложений третьей пачки пород низкая.

Вторая и третья пачки пород соответствуют объекту НБ1 по классификации ООО "Газпром геологоразведка" (рис. 2).

В отложениях нижней части нижнеберезовской подсвиты во всех скважинах выделяется обширный интервал повышенных концентраций УВ, который по распределению УВ и характеру коллекторов можно разбить на два подынтервала (рис. 3-6, таблица 2).

**Таблица 2**

**Интервалы повышенных концентраций УВ**

№ скважины	3С	4С	5С	6С
<i>Интервал 1</i>	980-1008	1008-1039	1002-1029	1012-1042
<i>Интервал 2</i>	1008- 1018	1039-1049	1029-1044	1042-1052

Верхний интервал (далее - *интервал 1*) выделяется по данным опробования бурового раствора, а нижний (*интервал 2*), в первую очередь, по данным опробования керна.

Этим интервалам повышенных содержаний УВ соответствуют выделенные по данным ГИС пачки пород 4 и 5, содержащие пласты с хорошими и ухудшенными коллекторскими свойствами. Пятая пачка, по сравнению с четвертой, характеризуется большим количеством пропластков с хорошими коллекторскими свойствами и наличием пласта с наилучшими коллекторскими свойствами.

Интересно, что по данным опробования бурового раствора верхний интервал во всех изученных скважинах характеризуется более высокими концентрациями УВ, нежели нижний, а по данным опробования керна - наоборот, наиболее перспективен второй интервал.

Это может быть объяснено следующим.

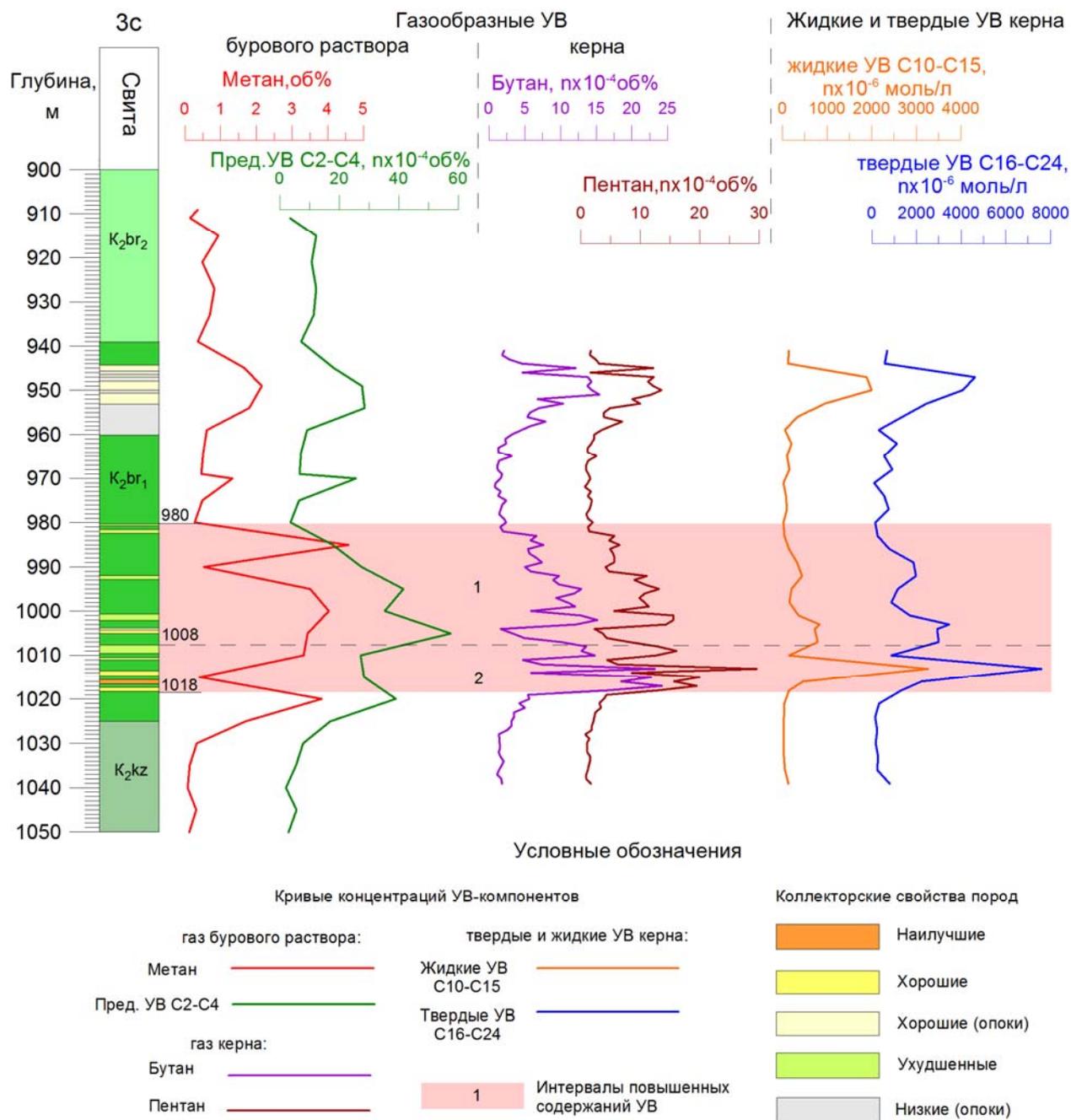
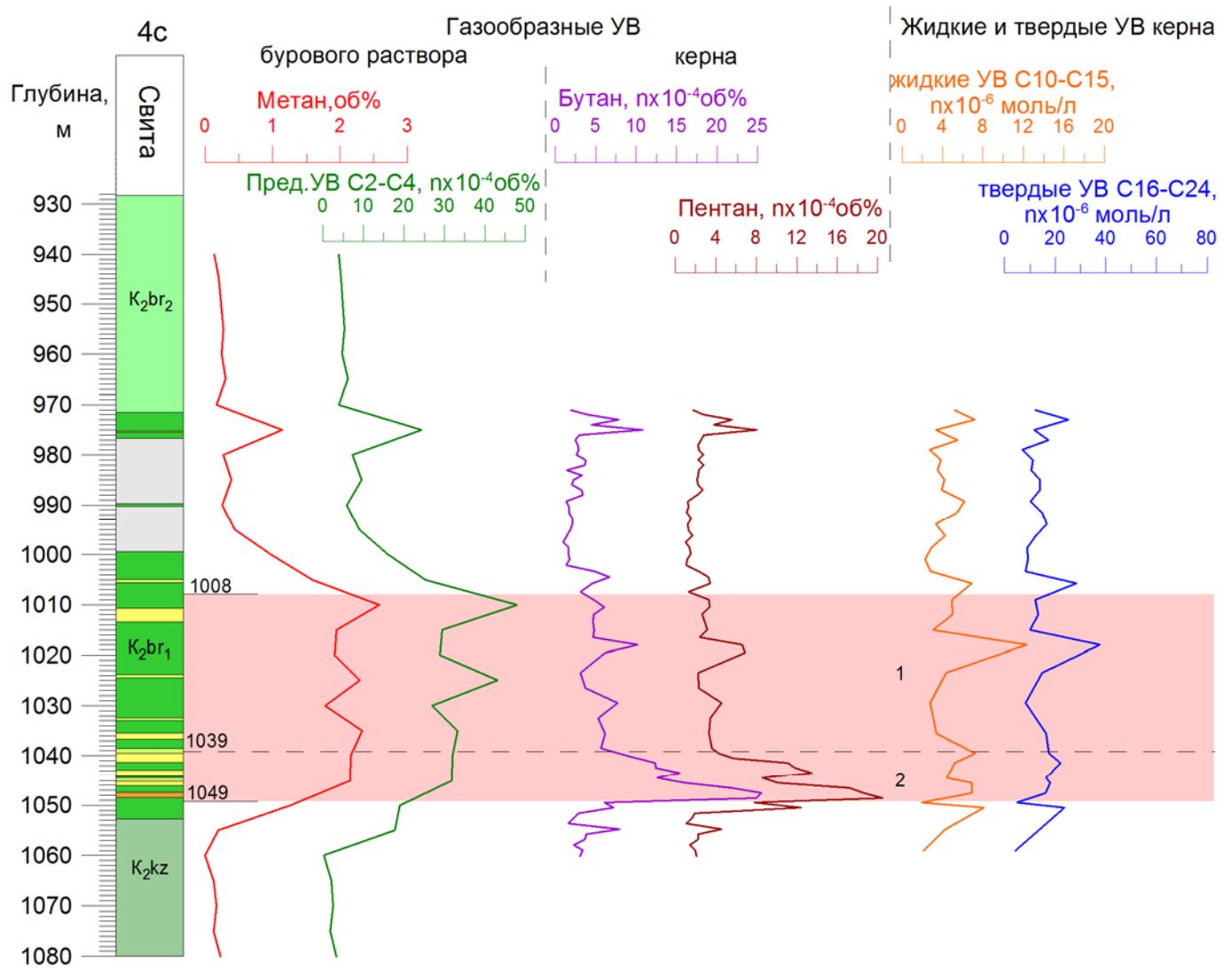


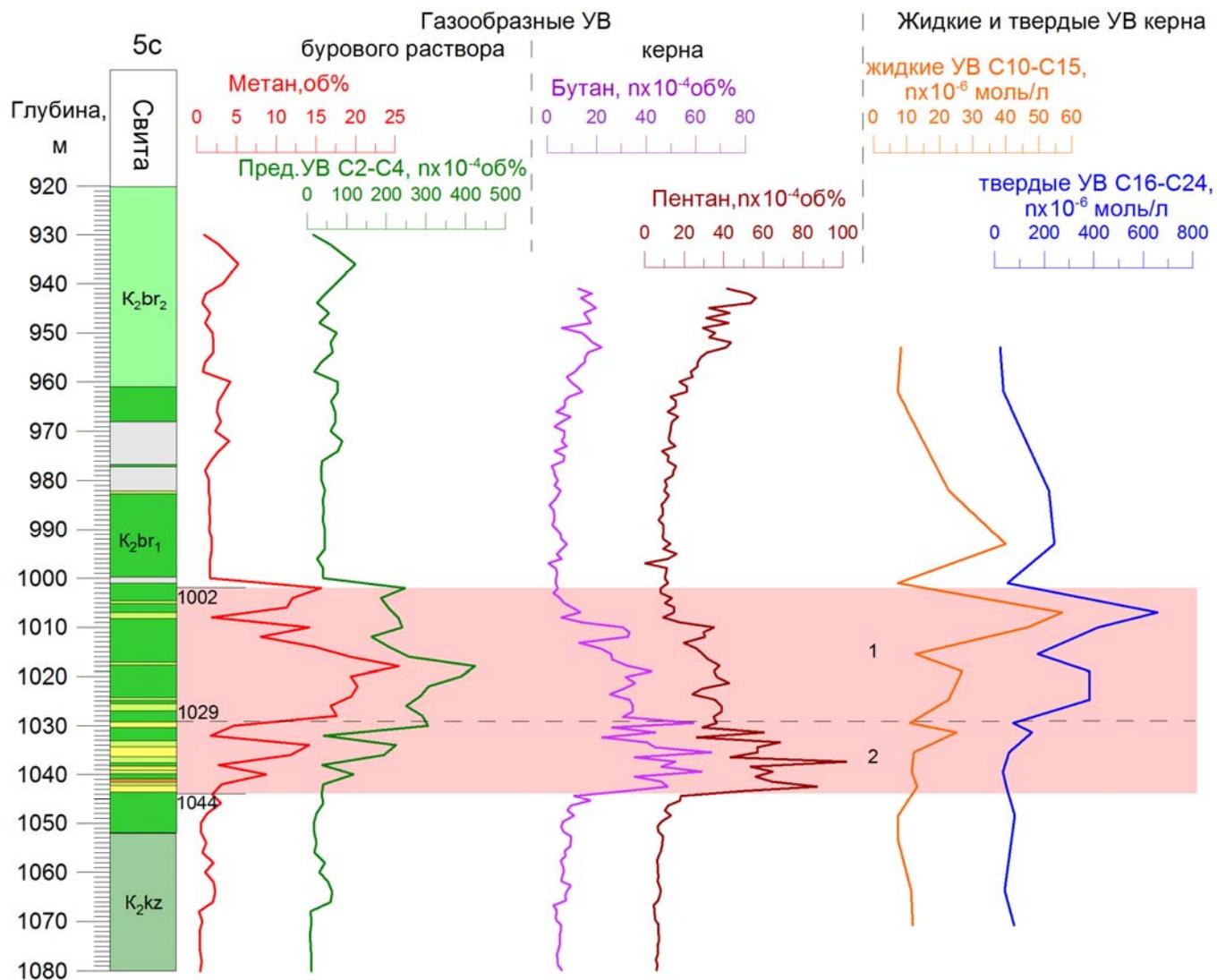
Рис. 3. Распределение газообразных (C1-C6), жидких (C10-C15) и твердых (C16-C24) УВ в пилотном стволе скв. 3С



Условные обозначения



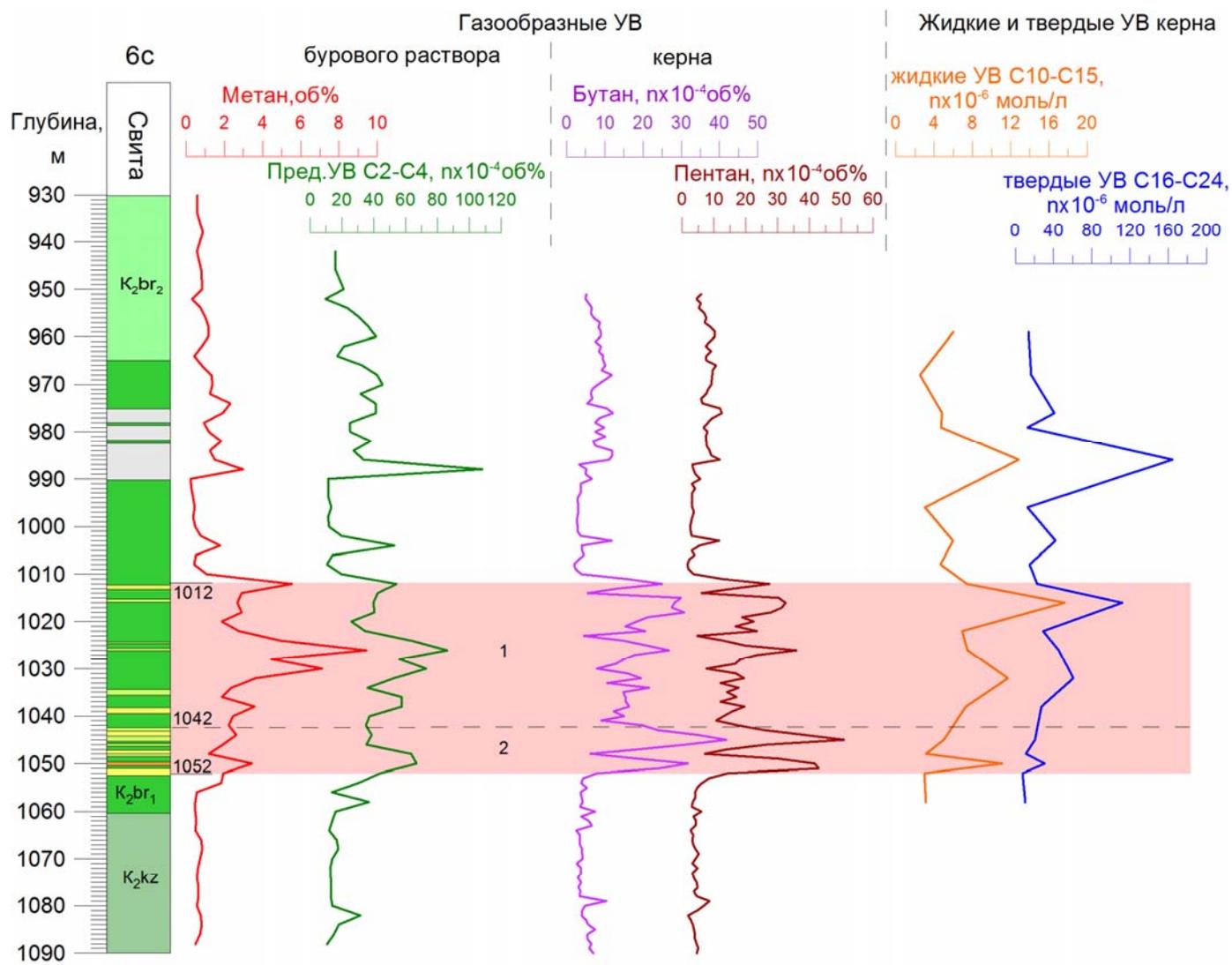
Рис. 4. Распределение газообразных (C1-C6), жидких (C10-C15) и твердых (C16-C24) УВ в пилотном стволе скв. 4С



Условные обозначения



Рис. 5. Распределение газообразных (C1-C6), жидких (C10-C15) и твердых (C16-C24) УВ в пилотном стволе скв. 5С



Условные обозначения

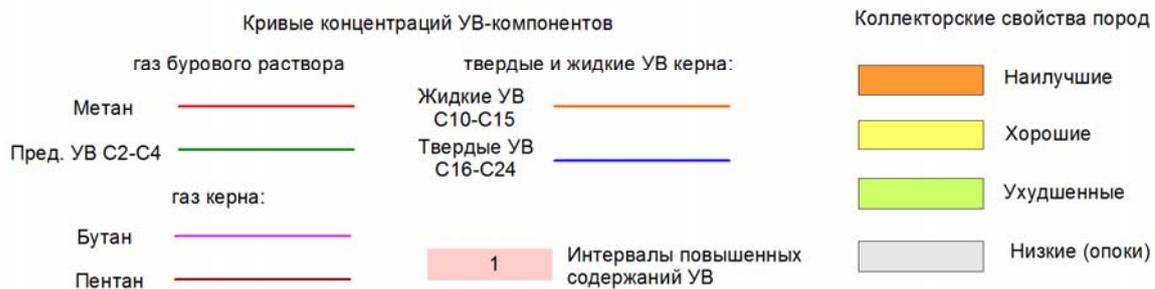


Рис. 6. Распределение газообразных (C1-C6), жидких (C10-C15) и твердых (C16-C24) УВ в пилотном стволе скв. 6С

Как уже указывалось выше, в отложениях нижнеберезовской подсвиты газ и включающая его матрица пород представляют связнодисперсную систему, где газовая фаза представлена газом закрытых пор и газом, окклюдированным и сорбированным минеральным и органическим веществом. В этих условиях "выход" газа в буровой раствор определяется, прежде всего, мощностью газонасыщенного интервала и наличием участков пород с достаточно высоким коэффициентом пористости.

Мощность *интервала 1* весьма значительна и варьирует от 28 до 31м (таблица 2). Суммарная мощность пород с хорошими и ухудшенными коллекторскими свойствами, в среднем, составляет 4,5м, что равно примерно 17 % от мощности интервала. Из этого следует, что влияние выделенных участков пород с улучшенными коллекторскими свойствами на общую газонасыщенность *интервала 1* незначительна, а повышенные содержания газа в буровом растворе определяются общим высоким уровнем концентрации УВ. Выделенные на этом фоне участки пород с хорошими и ухудшенными коллекторскими свойствами проявляются отдельными малоконтрастными "пиками" концентраций УВ в буровом растворе.

Газонасыщенность второго интервала связана, прежде всего, с наличием пропластков пород с аномально высокими содержаниями УВ. Суммарная мощность этих прослоев выше чем, в первом интервале, но недостаточна, чтобы они "проявились" по данным опробования бурового раствора. Напротив, в керне пропластки пород с хорошими и наилучшими коллекторскими свойствами проявляются высоко контрастными пиками содержаний УВ.

Выделенные нами четвертая и пятая пачки пород соответствуют объекту НБ2 по классификации ООО "Газпром геологоразведка" (рис. 2). Следует заметить, что в большинстве скважин граница между *интервалами 1* и *2* отбивается несколько ниже, чем граница между пачками пород 4 и 5 (таблицы 1 и 2). Это связано с тем, что коллекторы с максимальными концентрациями УВ приурочены именно к нижней части пачки 5.

Сопоставление интервалов повышенной газонасыщенности и выделенных пачек пород в разрезе скважин 3С, 4С, 5С и 6С представлено на рис 7.

Таким образом, наиболее перспективным представляется нижний интервал (*интервал 2*), где в пробах керна установлены максимальные концентрации УВ и где сосредоточена основная часть коллекторских прослоев, в том числе и с наилучшими коллекторскими свойствами (таблицы 1-2, рис 3-7).

Геохимическая характеристика отложений нижнеберезовской подсвиты по данным опробования керна представлена в таблице 3.

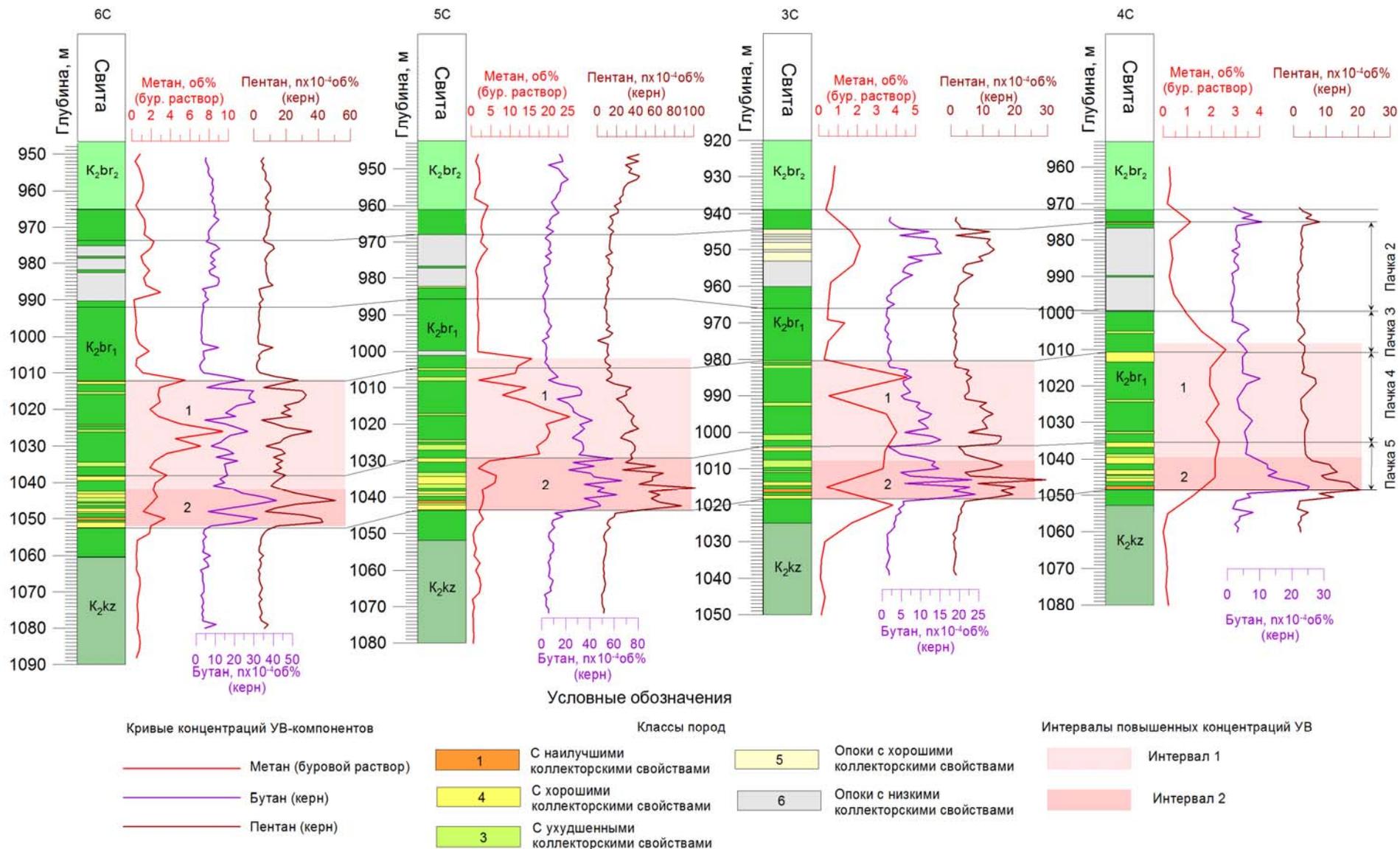


Рис 7. Сопоставление интервалов повышенной газонасыщенности и пачек пород в разрезе скв. 6С, 5С, 3С и 4С (пилотный ствол).

Таблица 3

**Геохимическая характеристика отложений нижеберезовской подсветы по данным опробования керна**

УВ компоненты	1С	3С	4С	5С	6С
Верхняя часть сена					
C3-C5	13,0	17,8	11,3	26,3	25,1
C10-C15		439,9	4,3	23,3	5,5
C16-C24		1301,1	13,6	170,0	43,5
Нижняя часть сена, верхний газонасыщенный интервал ( <i>интервал 1</i> )					
C3-C5	29,7	26,0	17,9	82,6	57,0
C10-C15		401,4	5,4	29,5	9,8
C16-C24		1795,8	16,3	347,5	49,4
Нижняя часть сена, нижний газонасыщенный интервал ( <i>интервал 2</i> )					
C3-C5	40,9	46,3	48,8	134,4	75,7
C10-C15		1003,5	5,8	16,3	5,6
C16-C24		3003,9	18,1	81,2	17,3

Анализ распределения УВ в разрезе скважин показал, что в отложениях сена между содержанием легких УВ (газообразных) и распределением высокомолекулярных УВ (жидких и твердых n-алканов) довольно часто наблюдается корреляция (рис. 3 и 6), причем в скв. 3С и 6С повышенные концентрации высокомолекулярных УВ присутствуют в отложениях как первого, так и второго интервалов.

Как известно, миграция твердых высокомолекулярных соединений затруднена и, если возможна, то связана, в основном, с фильтрационным массопереносом. Корреляционная зависимость между газообразными и высокомолекулярными УВ свидетельствует о том, что в составе газообразных УВ преобладает, скорее всего, сингенетичный газ. Миграционные УВ, если и присутствуют, то в незначительных количествах.

В скв. 5С высокие концентрации высокомолекулярных УВ установлены, в основном, в первом газонасыщенном интервале (1002-1030м), во втором интервале их содержания в несколько раз меньше, а корреляция между легкими и высокомолекулярными УВ отсутствует.

Выполненный изотопный анализ углерода метана показал, что в скв. 5С в пробах керна первого интервала присутствует, в основном, биогенный газ ( $\delta^{13}\text{C}\text{H}_4$  - от -50,5 до -43,4‰), а в пробах второго интервала газ по изотопному составу более тяжелый (от -40,5 до -39,9 ‰). Для сравнения, ИСУ метана в пробах керна скв. 6С варьирует в диапазоне: -51,9 ÷ -45,6 ‰ - в *интервале 1* и -50,7 ÷ -49‰ - в *интервале 2*. То есть в скв. 5С в

интервале 1002-1030м легкие углеводороды представлены преимущественно биогенным газом, а в интервале 1030-1044м помимо них присутствуют миграционные УВ.

Необходимо отметить, что во всех изученных скважинах в выделенных интервалах помимо высоких концентраций метана и его легких гомологов, установлены и повышенные содержания непредельных УВ С<sub>2</sub>-С<sub>4</sub>, а отношение пред. УВ С<sub>2</sub>-С<sub>4</sub> к непред. УВ С<sub>2</sub>-С<sub>4</sub> меньше, чем в выше- и нижележащих породах, что свидетельствует о преобладании в интервалах 1 и 2 сингенетичных УВ (рис 8).

Это же подтверждают и результаты анализа Rock-Eval, выполненного по пробам керна скв. 2С и 4С. Все проанализированные пробы отличаются сравнительно невысоким содержанием органического углерода – Сор<sub>г</sub> <1%, низкими содержаниями микронефти (S<sub>1</sub><0,5 мгУВ/г породы) и остаточным нефтегенерационным потенциалом ОВ (S<sub>2</sub><2,3 мгУВ/г породы); температуры максимального выхода продуктов пиролиза (T<sub>max</sub>) УВ варьирует от 415<sup>0</sup> до 423<sup>0</sup>, индекс нефтяной продуктивности ОРІ не превышает 0,2 - т.е. степень зрелости ОВ нижеберезовской подсветы низкая (стадия катагенеза не выше ПК<sub>3</sub>). Низкое значение параметра S<sub>1</sub>/S<sub>2</sub> < 0,25 свидетельствует о том, что в составе ОВ изученных пород резко преобладают сингенетичные компоненты - т.е. скопления УВ представлены сингенетичным газом [5].

Рассмотренные закономерности - приуроченность максимальных концентраций УВ к прослоям с наилучшими коллекторскими свойствами в подошве второго газонасыщенного интервала, повышенные концентрации непредельных УВ С<sub>2</sub>-С<sub>4</sub> в выделенных интервалах и утяжеленный изотопный состав углерода метана в *интервале 2* - были зафиксированы нами еще при выполнении геохимических исследований по скважине 1С. По данным опробования керна, наиболее изотопно тяжелый состав углерода метана был установлен в нижней части сенона на глубинах 1034,9м (-40,59‰). Здесь же были зафиксированы и максимальные концентрации УВ в керне - от 10 до 18 об% (на глубинах, соответственно, 1041 и 1052м).

В свете вышеизложенного, достаточно правдоподобно выглядит предположение о том, что во всех изученных скважинах в составе легких углеводородов 1 интервала преобладает биогенный сингенетичный газ. Во втором интервале в скв. 5С и, возможно, скв. 1С, кроме биогенного сингенетичного газа присутствуют и термokatалитические УВ, мигрировавшие, скорее всего, из нижнемеловых отложений.

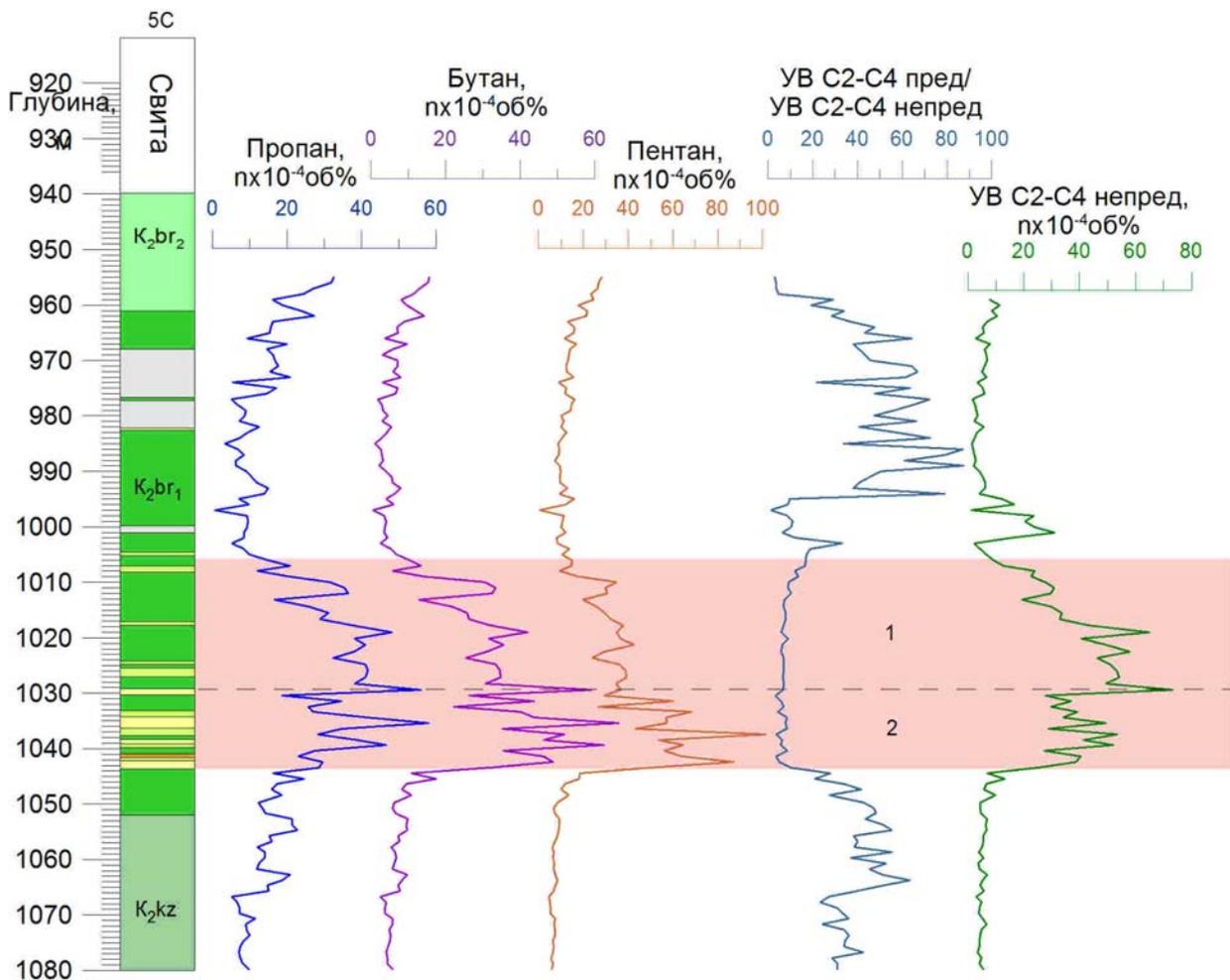


Рис 8. Распределение УВ-параметров в интервале 940-1080м скв. 5С по данным опробования керна

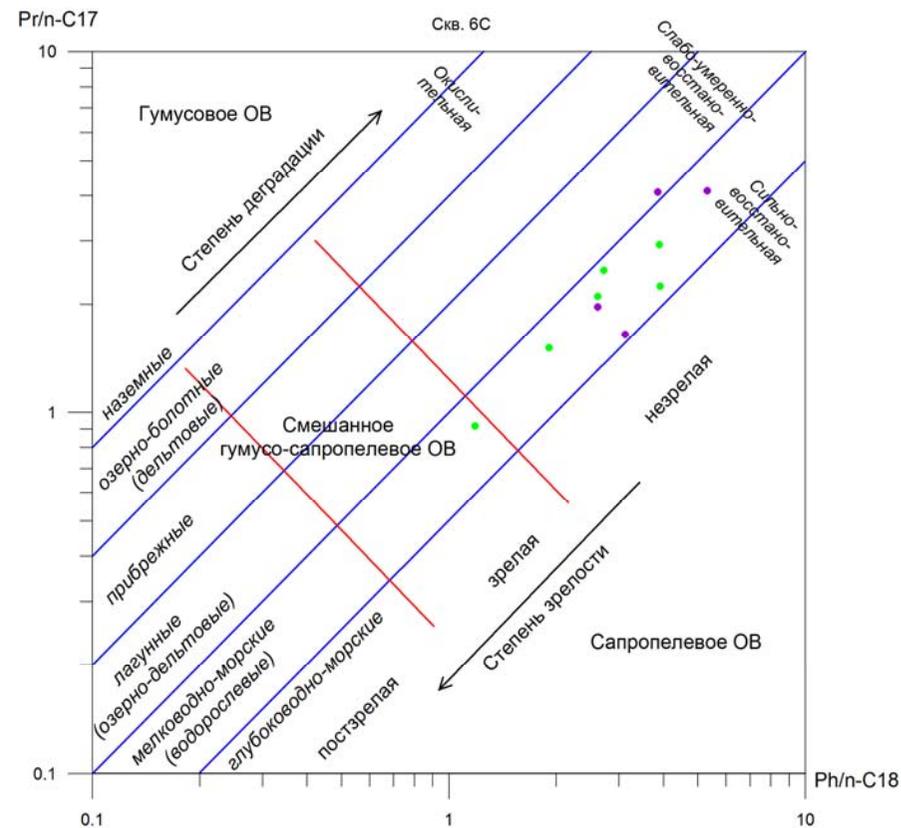
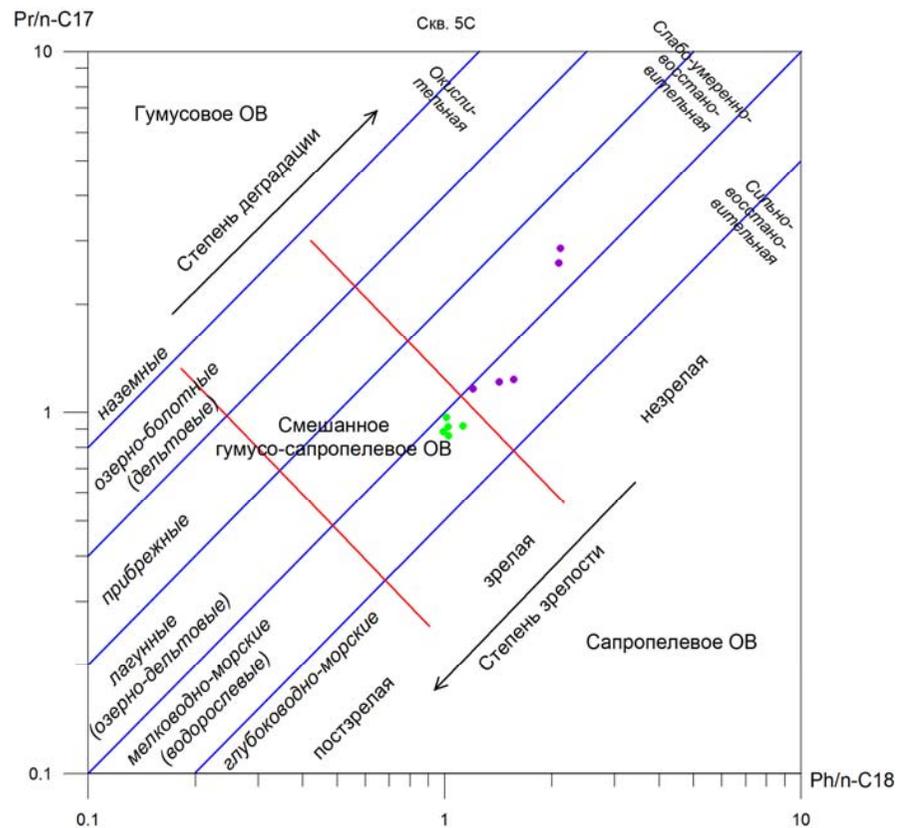
Необходимо сказать, что происхождение и условия локализации повышенных концентраций УВ в отложениях нижнеберезовской подсвиты еще до конца не ясны. И хотя по ряду критериев напрашивается аналогия с газом черных сланцев, существует ряд существенных отличий.

Так, например, считается, что нефть и газ в черных сланцах, в основном, генерируются термогенным способом, т.е. при расщеплении (крекинге) сингенетического органического вещества или вторичном расщеплении нефти [4, 6, 7, 8]. Для того чтобы генерировать промышленные скопления сланцевого газа, содержание ОВ должно превышать 1%, а степень катагенеза соответствовать ПКЗ-МК2 (в основном МК1) для сланцев, залегающих на глубине 500-2500м (в основном, в интервале 500-1200м) и вплоть до мезокатагенеза (МК1-МК4) для глубоко залегающих черных сланцев (1700-4500м). Степень катагенетической трансформации должна быть достаточной, чтобы кероген "активизировался" и начала происходить генерация углеводородов [7]. При прочих равных условиях, более зрелое органическое вещество должно 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 покрышками [4].

При этом считается, что для газовых залежей не исключен биогенный генезис или различные варианты смешанного происхождения.

Необходимо сказать, что во всех изученных образцах, отобранных нами при бурении скважин 1С, 2С и 4С, содержание Сорг было меньше 1%, а степень преобразованности керогена невысока (не выше ПКЗ), но в принципе достаточна для начала генерации УВ. Это следует как из данных пиролиза образцов керна, так и из анализа высокомолекулярных УВ с определением "биомаркеров" пристана (Pr) и фитана (Ph). Отношение пристана к фитану в большинстве образцов либо близко к единице, либо меньше ее, что свидетельствует о преобладании сапропелевой составляющей в органическом веществе изученной части разреза.

На диаграмме Кеннона-Кессоу, которая часто применяется для определения фациальных обстановок исходного органического вещества и условий раннего диагенеза, построенной по результатам опробования керна скв. 5С и 6С, видно, что в скв. 6С большинство проб как из первого интервала повышенных концентраций, так и из второго интервала попадает в зону мелководно-морских восстановительных обстановок с



● Интервал 1    ● Интервал 2

Рис 9. Диаграмма Кеннона-Кессоу для образцов керн из скв. 5С и 6С

преобладанием сапропелевого ОВ и характеризуются невысокой зрелостью керогена (рис. 9). В скважине 5С пробы из первого интервала характеризуются более зрелым ОВ, чем пробы из второго интервала. То есть при прочих равных условиях *интервал 1* в скважине 5С представляется более перспективным, чем аналогичный интервал в скв. 6С. Более того, часть проб из второго интервала скв. 5С попадает в зону лагунных обстановок с большей долей гумусовой составляющей в ОВ. Известно, что лагунные отложения отличаются быстрой сменой пород и фаций в горизонтальном и вертикальном направлениях, что указывает на переходные условия их образования. С лагунным комплексом связаны некоторые месторождения горючих сланцев. Возможно, что иногда эти отложения являлись нефтегазоматеринскими, хотя достоверных доказательств этого пока нет.

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. Так, в частности, мы считаем необходимым оценивать не только такие стандартные геолого-промысловые характеристики как пористость и проницаемость пород, глинистость, содержание кремния и т.д., но и тип керогена, степень термической зрелости ОВ, и, в целом, определять тот ряд параметров о которых подробно говорилось выше. Эти геолого-промысловые характеристики почему-то обычно не рассматриваются при оценке газоперспектив нижнеберезовских отложений, но, как было показано на примере поисков месторождений сланцевого газа, именно они определяют газоносность отложений.

## ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

Приведенные факты позволяют сделать следующие выводы:

- отложения сенона делятся на две части: верхнюю и нижнюю.
- верхняя часть нижеберезовской подсвиты характеризуется низкими содержаниями УВ. Исключение составляет интервал 944-953м в скв. 3С, где присутствуют опоки с несколько повышенными содержаниями УВ.

В скв. 4С повышенные содержания УВ зафиксированы в интервале 972,5-975,5м, где они приурочены к маломощному прослою с ухудшенными коллекторскими свойствами.

- в целом, отложения верхней части нижеберезовской подсвиты представляются малоперспективными.

- в нижней части нижеберезовской подсвиты во всех изученных скважинах прослеживаются два интервала повышенных содержаний УВ, которым соответствуют пачки пород 4 и 5, выделяемые по ГИС.

- отложения пачки пород 4 (*интервал 1*), в целом, характеризуются высоким уровнем содержания УВ. На общем высоком концентрационном фоне выделенные нами пропластки пород с хорошими и ухудшенными коллекторскими свойствами проявляются отдельными пиками концентраций УВ.

- повышенные концентрации УВ зафиксированные в *интервале 2* связаны, скорее всего, с наличием здесь подынтервалов газонасыщенных пород с хорошими и наилучшими коллекторскими свойствами.

- максимальные концентрации УВ установлены в *интервале 2*, в нижней части которого присутствует пропласток с наилучшими коллекторскими свойствами. Именно он представляет наибольший поисковый интерес.

- интервалы повышенных содержаний УВ нижней части нижеберезовской подсвиты (*интервал 1* и *интервал 2*) представляются высокоперспективными.

- наибольшие концентрации легких УВ зафиксированы в *интервале 2* разреза скв. 5С. Очевидно, это связано с тем, что скв. 5С располагается на оси Медвежьего вала в центральной его части, т.е. там, где условия накопления УВ были наиболее благоприятны.

- скопления УВ в отложениях *1 интервала* связаны преимущественно с сингенетичным биогенным газом, представленным метаном и его легкими гомологами.

- в отложениях *второго интервала* по данным опробования керна скв. 5С и 1С помимо сингенетичного присутствует термокatalитический газ.

- использованный на Медвежьем НГКМ комплекс исследований показал достаточно хорошие результаты и в дальнейшем может быть использован для расчленения отложений сенона, выделения в них коллекторов, оценки их газонасыщенности и определения природы УВ.

- для уточнения генезиса газа второго интервала мы рекомендуем при испытании скв. 5С и 6С провести дополнительные исследования с определением изотопного состава углерода метана.

- уточнение генезиса газа нижнего интервала позволит скорректировать наши представления о масштабах возможных углеводородных скоплений в отложениях нижеберезовской подсвиты.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б. и др.- Отчет по договору от 07.06.2016 № 385-УР/16-308 на проведение геохимических исследований по скважине 3-С Медвежьего НГКМ, Москва, 2016г.
2. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Гудзенко В.Т., Зверева В.Б. и др. - Отчет по договору № 456/15 на проведение геохимических исследований по скважине № 4-С Медвежьего НГКМ, Москва, 2016г.
3. В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов, Д.Ю. Оглодков, Бондарев, В.Т. Гудзенко, М.Ю. Миротворский, В.П. Клокова - Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири, Москва, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. №2, 2015г.
4. А.Е. Лукин - Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии. Киев, Геология и полезные ископаемые Мирового океана, №3, 2011.
5. Дж. Хант "Геохимия и геология нефти" Москва, Мир, 1982.
6. Marathon Oil Corporation, Oil and Natural Gas Fact Book ([www.marathonoil.com](http://www.marathonoil.com)).
7. Department of Energy&Climate Change, About shale gas and hydraulic fracturing (fracking), 19 December 2013.
8. Vasquez, M., and Beggs, H.D., "Correlations for Fluid Physical Property Predictions," Journal of Petroleum Technology, June 1980, pp. 968-970.