ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

УДК 550.84:543.27 (571.1)

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОГО КУПОЛА МЕДВЕЖЬЕГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева, А.П. Новиков, С.С. Семутин, Г.И. Облеков, В.В. Черепанов, В.Т. Гудзенко
(*ЗАО НПЦ "Геохимия", ООО "Газпром добыча Надым"*)

Изложены результаты геохимических работ, проведенных ЗАО "НПЦ Геохимия" и ООО "Газпром добыча Надым" на территории южного купола Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения в 2002–2007 гг. Выполнялись региональные (наземные геохимические съемки по скважинам неглубокого бурения и подземной атмосфере) и поисково-оценочные исследования (газометрия промывочной жидкости и керна, а также определение $C_{орг.}$ и ИСУ метана поисково-разведочных скв. 50, 51, 61 и 62). По результатам работ на изученной площади были выявлены нефтегазоперспективные зоны, а в глубоких скважинах – установлены поисковые объекты с высокими геохимическими характеристиками и удовлетворительными коллекторскими свойствами, рекомендованные к испытанию. В значительной части испытанных интервалов были получены промышленные притоки нефти, газа и газового конденсата – установлены новые залежи УВ.

Ключевые слова: геохимические исследования; углеводородные газы, $C_{орг.}$; изотопный состав углерода метана.

Введение

В соответствии с нефтегеологическим районированием месторождение Медвежье приурочено к Надымскому нефтегазоносному району Ныдым-Пурской нефтегазоносной области (НГО). Оно расположено в нефтегазоносной зоне, где опоискование глубоких горизонтов нижнего мела и юры бурением не привело к открытию промышленно значимых скоплений углеводородов (помимо уникальной газовой залежи в сеномане), хотя нефтегазопроявления и непромышленные притоки нефти получены во многих скважинах. Отмеченные факты свидетельствуют о несомненной перспективности рассматриваемой площади.

Известно, что высокая достоверность прогноза нефтегазоносности поисковых объектов происходит только при комплексировании геологической, геофизической (полевая и промысловая геофизика), а также геохимической информации и ее совместной интерпретации.

В соответствии с "Положением об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ" (2007 г.) [11] в пределах рассматриваемой части месторождения ЗАО "НПЦ Геохимия" по заказу ООО "Газпром добыча Надым", начиная с 2002 г., проводился комплекс геохимических работ регионального и поисково-оценочного этапов.

На региональном этапе (в 2002 г.) осуществлялись наземные исследования по шламу скважин мелкого (глубиной до 1,5 м) бурения и подземной атмосфере. Их целью являлась оценка перспектив нефтегазоносности поисковых объектов выявленных сейсморазведочными работами в подсеноманских отложениях в южной части Медвежего месторождения.

На поисково-оценочном этапе (2003–2007 гг.) выполнялись скважинные исследования, включающие газометрию промывочной жидкости и керна поисковых скв. 50, 51, 61 и 62. Целями работ этого этапа являлись обнаружение новых залежей в подсеноманских отложениях и оценка их промышленной значимости [4, 5].

1. Наземные геохимические исследования

1.1 Геохимические исследования по шламу скважин неглубокого бурения

Наземные геохимические методы исследования базируются на факте непрерывности процессов миграции углеводородов от залежей нефти и газа и формировании над ними аномалий "сквозного типа" на всех уровнях геологического разреза – непосредственно над залежами, в перекрывающей залежи, осадочной толще, в верхней геохимической зоне и поверхностных отложениях [1]. Многолетнемерзлые породы при этом не являются абсолютным экраном на путях миграции газа [2].

В условиях севера Западной Сибири газовое поле поверхностных отложений, в соответствии с приведенной моделью, является композицией концентрационных полей от нижележащих продуктивных залежей [3].

На территории Медвежьего НГКМ эти исследования были проведены по трем региональным (*А–А*, *В–В*, *С–С*) профилям субширотного простирания (расстояние между профилями 6…8 км). Часть профилей выходила за пределы контура газоносности сеноманских залежей (рис. 1). Кроме того, над центральной частью площади (район поисково-разведочных скв. 50 и 51), в области наибольшего распространения поисковых объектов ачимовской толщи (пласты $БН_{14}$, $БН_{13}$) и неокома (пласты $БН_{11}$, $БН_{10}$, $БН_8$, $БН_7$, $БН_5$), выполнялись детализационные работы по более сгущенной сети опробования (расстояние между профилями составляло 3...4 км). Для определения техногенного загрязнения поверхностных отложений вблизи линий газопроводов был пройден профиль *D–D* протяженностью 30 км (Миротворский М.Ю., Бондарев В.Л., Шмонов М.Г. и др., 2002).

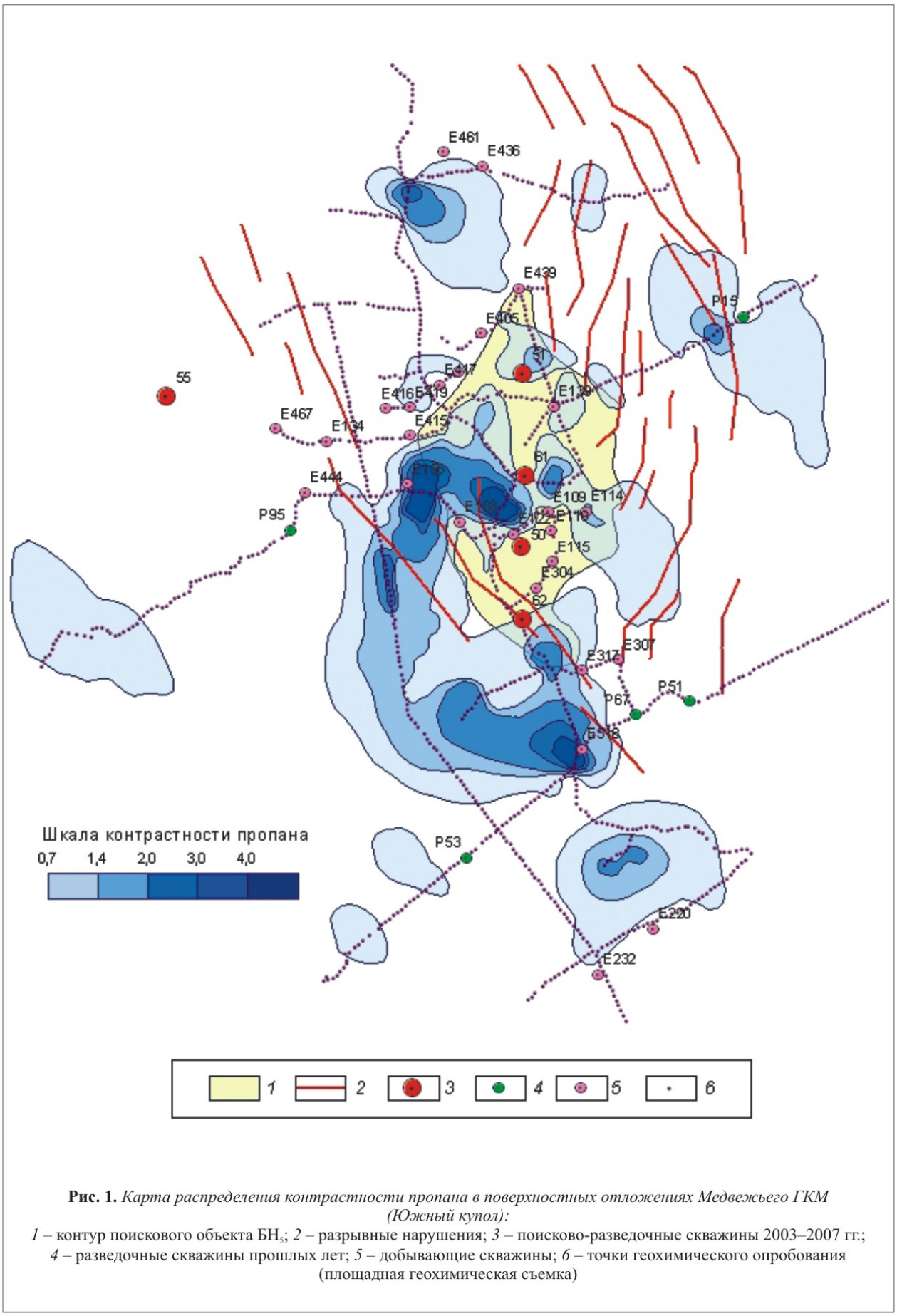

Рис. 1. *Карта распределения контрастности пропана в поверхностных отложениях Медвежьего ГКМ (Южный купол):*

1 – контур поискового объекта $БН_5$; *2* – разрывные нарушения; *3* – поисково-разведочные скважины 2003–2007 гг.; *4* – разведочные скважины прошлых лет; *5* – добывающие скважины; *6* – точки геохимического опробования (площадная геохимическая съемка)

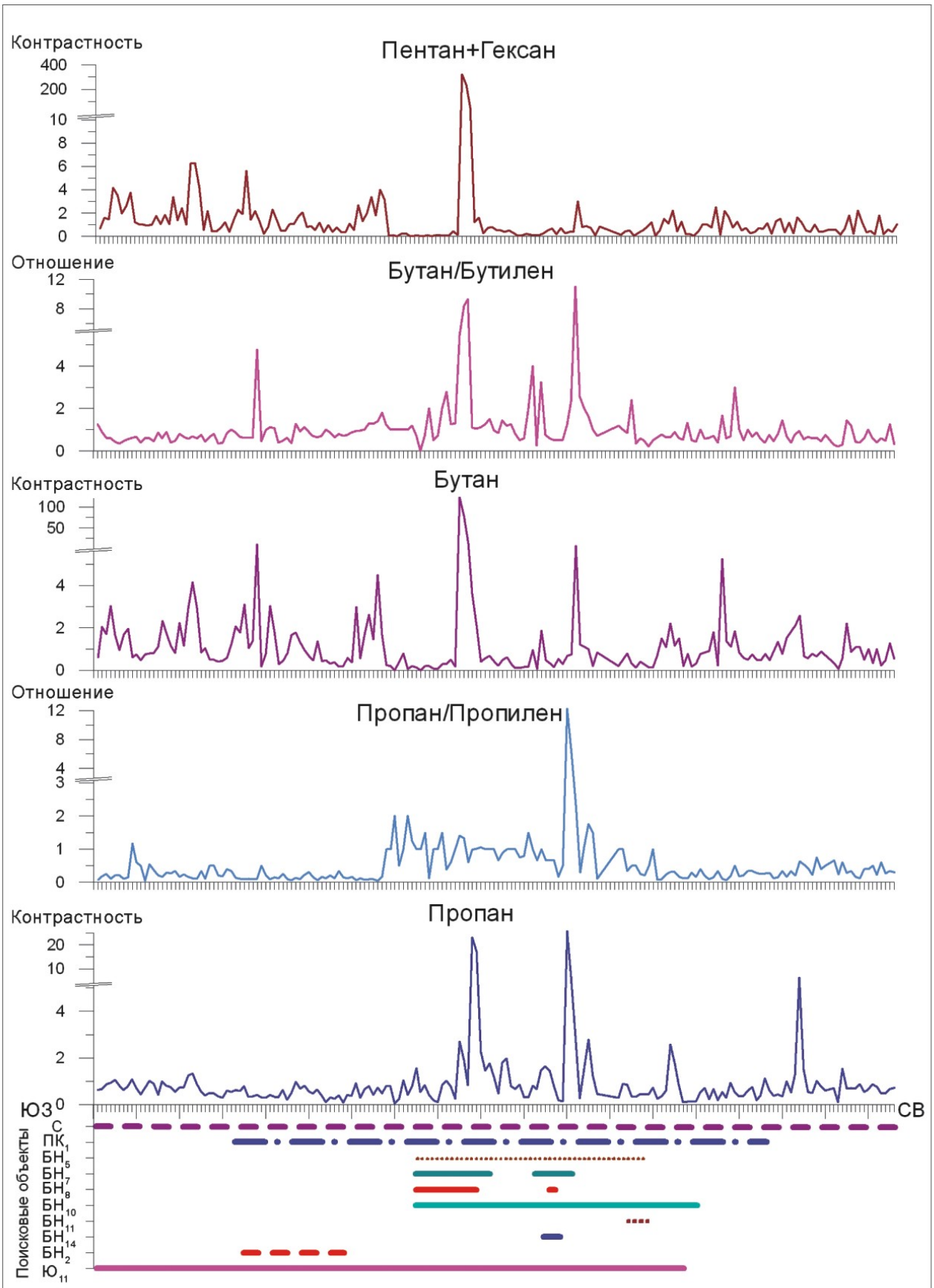

Рис. 2. *Распределение геохимических параметров на Медвежьем месторождении по профилю ВВ*

Таблица 1

Распределение средних значений газогеохимических показателей по выделенным зонам

Зоны	Число проб	$n \cdot 10^{-4}$ см^3/кг										
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$n-C_4H_{10}$	$i-C_4H_{10}$	C_5H_{12}	C_8H_{14}	C_2–C_4 пред.	C_2–C_4 непред.	C_5–C_6	C_2–C_4 непред.
Законтурная	118	11,11	0,32	0,14	0,32	0,41	3,29	1,82	0,79	3,47	5,11	0,29
Контурная	1039	680,2	0,50	0,27	0,37	0,42	4,81	3,01	1,14	3,28	7,82	0,41
Центральная	437	700,63	0,55	0,27	0,44	0,43	7,10	5,05	1,26	3,16	12,15	0,48

По итогам проведенных исследований было отмечено следующее.

В поверхностных отложениях южного купола рассматриваемого месторождения наблюдается определенная дифференциация геохимического поля углеводородных газов, что позволило выделить три различные зоны содержания УВГ: законтурную (расположенную за контуром развития сеноманских залежей), контурную (зона распространения сеноманских залежей пласта $ПК_1$) и центральную, в которой сконцентрирована значительная часть поисковых объектов ачимовской толщи, неокома и нижне-среднеюрского комплекса. Средние значения газогеохимических показателей этих областей приведены в табл. 1.

Установлено, что уровни концентрации УВГ в контуре газоводяного контакта пласта $ПК_1$ значительно выше (в 60 раз и более по метану и в 1,4…2,0 раза по C_2–$C_{4пред.}$ и C_5–C_6), чем за его пределами.

Как и на других поисковых площадях Западной Сибири, в составе сорбированных УВГ поверхностных отложений Медвежьей площади преобладает метан. Его концентрация варьируется в пределах (0,47... 67487,3)$\cdot 10^{-4}$ см^3/кг, а относительное содержание (от суммы УВ) достигает 99,8 %. Изотопный состав углерода метана находится в диапазоне –66,25...–86,32 ‰ (среднее –72,40 ‰), что указывает на его биогеохимическое происхождение, т. е. метан поверхностных отложений в преобладающей своей массе является сингенетическим.

По итогам работ, проведенных на рассматриваемой площади, были выделены два типа газогеохимических аномалий.

Аномальные поля первого типа характеризуются высоким содержанием метана, этана, пропана и бутана, а также повышенными значениями отношений C_3H_8/C_3H_6, C_4H_{10}/C_4H_8, i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}, по которым хорошо отбивается контур ГВК пласта $ПК_1$ на восточном и западном флангах месторождения Медвежье (рис. 2). Контрастность этана в восточной части площади месторождения составляет 12 (среднее 2), пропана – 6 (среднее 1). Западная граница пласта $ПК_1$ фиксируется по бутану пиком контрастности 10 (среднее 2) и локальным повышением отношения C_4H_{10}/C_4H_8 в 5 раз (среднее 1). Аномалии этого типа в пространственном отношении располагаются по периферии залежей, что характерно для классической модели кольцевых геохимических аномалий.

Аномальные поля второго типа располагаются над поисковыми объектами ачимовской толщи, неокома и нижне-среднеюрского комплекса участка детализации. Здесь концентрации метана изменяются в пределах (2,05...67487,3)$\cdot 10^{-4}$ см^3/кг (среднее 700,63$\times$ $\times 10^{-4}$ см^3/кг), C_2–$C_{4пред.}$ – от (0,6...27,7)$\cdot 10^{-4}$ см^3/кг (среднее 1,26$\cdot 10^{-4}$ см^3/кг), а C_5–C_6 – (0,03...1716,06)$\cdot 10^{-4}$ см^3/кг (среднее 12,15$\cdot 10^{-4}$ см^3/кг). Уровни содержания УВГ над указанными поисковыми объектами гораздо выше, чем в целом над Медвежьим месторождением. Контрастности аномалий этого типа по различным УВГ высокие: по C_2H_6 – 80, C_3H_8 – 25, C_4H_{10} – 125, C_5H_{12} – 250, и C_6H_{14} – 450. Характерной особенностью аномалий этого типа является преобладание C_2–$C_{4пред.}$ над непредельными их формами.

Таким образом установлено, что по комплексу газогеохимических показателей аномалии над поисковыми объектами ачимовской толщи (пласты $БН_{14}$, $БН_{13}$) и неокома (шельфовые пласты $БН_{11}$, $БН_{10}$, $БН_8$, $БН_7$, $БН_5$) довольно четко отличаются от аномалий, зафиксированных над областью развития залежей сеномана (пласт $ПК_1$). В плане над поисковыми объектами нижнего мела отмечаются серии сближенных аномалий, тогда как над сеноманскими объектами выделяется ряд кольцеобразных аномалий, тяготеющих к границе области распространения сеноманских залежей. Это хорошо подтверждается серией картографических построений по ряду газогеохимических показателей. В качестве примера на рис. 1 приведена карта распределения отношений концентраций пропана к пропилену в поверхностных отложениях месторождения.

Рассмотрим результаты оценки перспектив нефтегазоносности поисковых объектов по материалам наземных геохимических исследований.

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Над поисковым объектом $Ю_{11}$ газогеохимические эффекты не зафиксированы. Над объектом $Ю_2$ (тюменская свита) повышенные значения контрастности УВГ установлены только над его западной частью (см. рис. 2). Однако это, скорее всего, обусловлено существенным влиянием пласта $ПК_1$, поскольку его контур и западная граница объекта $Ю_2$ здесь совпадают. Представляется, что вероятность обнаружения УВ скоплений в поисковых объектах $Ю_{11}$ и $Ю_2$ обследованной части площади невысокая.

Ачимовский и неокомский нефтегазоносные комплексы. На участке детализации нижнемеловые поисковые объекты по особенностям проявления газогеохимических эффектов были разделены на три группы: первую группу образуют объекты $БН_{11}$, $БН_8$, $БН_7$;

вторую – объекты $БН_{10}$, $БН_5$; третья представлена объектами $БН_{13}$, $БН_{14}$. По данным сейсморазведки резервуары, закартированные в отмеченных поисковых объектах, имеют средние размеры 4×10 км.

В районе скв. 51 резервуары поисковых объектов $БН_7$ и $БН_8$ оконтуриваются повышенными значениями отношений C_2H_6/C_2H_4. Западная и юго-западная границы этого резервуара четко контролируются повышенными значениями отношений C_3H_8/C_3H_6, C_4H_{10}/C_4H_8. Поисковый объект $БН_{11}$ имеет несколько меньшие размеры. В районе скв. 51 он закартирован под северо-восточными частями резервуаров пластов $БН_7$ и $БН_8$. По величине отношения C_2H_6/C_2H_4 общее концентрически-зональное геохимическое поле здесь распадается на две части. Внутренняя его часть как раз и оконтуривает резервуар пласта $БН_{11}$ по его периферии.

В районе скв. 50 концентрическая зональность распределения УВГ резервуаров пластов $БН_7$ и $БН_8$ проявляется менее четко. Перспективы нефтегазоносности указанных объектов здесь представляются невысокими. Следует отметить, что почти на всех картах распределения газогеохимических критериев северные и южные резервуары поисковых объектов пластов $БН_7$ и $БН_8$ разделены повышенными значениями контрастности и отношением C_2–$C_{4пред.}/C_2$– $C_{4непред.}$. По данным наземных газогеохимических исследований можно с высокой степенью вероятности предполагать продуктивность поисковых объектов пластов $БН_7$, $БН_8$, $БН_{11}$ в районе скв. 51 и с меньшей вероятностью – в районе скв. 50.

Области распространения поисковых объектов пластов $БН_5$ и $БН_{10}$ вытянуты в субмеридиональном направлении и имеют гораздо большие размеры (в среднем 20×8 км) по сравнению с упомянутыми выше. В плане совпадение аномальных геохимических полей с контурами распространения этих поисковых объектов фиксируется только по значениям контрастности C_2H_6 и C_3H_8, а также по отношениям C_2H_6/C_2H_4 и C_3H_8/C_3H_6. Чаще всего это локальные, разобщенные поля изометрической формы в районе южных и северных границ объектов (см. рис. 1). Отдельные точки высокой контрастности по метану, этану, пентану и гексану отмечаются в районе северо-восточной и восточной границ объекта $БН_{10}$.

В отложениях ачимовской толщи сейсморазведкой закартированы две ловушки. В районе скв. 50 контур ачимовского резервуара пласта $БН_{14}$ близок к контуру объектов $БН_7$ и $БН_8$. Западная и северо-западная границы распространения этого резервуара в общих чертах совпадают с областью повышенных значений отношений C_2H_6/C_2H_4 и C_3H_8/C_3H_6. Восточная и в большей мере юго-восточная границы рассматриваемого резервуара контролируются повышенной контрастностью C_4H_{10} и C_5H_{12}. В то же время над центральной частью резервуара установлены повышенные значения контрастностей этана и пропана. По данным геохимических исследований, вероятность обнаружения залежей УВ в резервуарах пласта $БН_{14}$ представляется относительно хорошей.

1.2. Геохимические исследования по подземной атмосфере

В качестве эксперимента были выполнены опытно-методические работы с отбором проб подпочвенного воздуха на сорбенты (атмогеохимическая съемка).

В основе этого метода лежит использование высокоэффективного комбинированного сорбента, который позволяет накапливать практически весь спектр углеводородных соединений, находящихся в подпочвенном воздухе. Подпочвенный воздух извлекался из неглубоких (20...30 см) шпуров при помощи вакуумного насоса, проходил через фильтр, отсекающий пылеватую и аэрозольную составляющие, затем прокачивался через кювету с сорбентом, на котором оседали практически все углеводороды независимо от их спектра и количества. Преимуществом данного метода является возможность определения тяжелых углеводородов, находящихся в подпочвенном воздухе в очень незначительных количествах.

Для проверки работоспособности этого метода и расширения спектра нефтегазопоисковых геохимических критериев были отобраны пробы подпочвенного воздуха по профилю *В–В*, пересекающему области распространения поисковых объектов, выделенных в юрско-меловых отложениях рассматриваемого месторождения. Шаг отбора проб на профиле составлял 300 и 500 м. По результатам анализа в пробах подпочвенного воздуха обнаружено 39 УВ соединений. Среди них установлены предельные УВ (от метана до нонана включительно), непредельные формы, а также циклические (циклопентан, циклогексан) УВ и др. По распределению концентраций метана, этана, пропана и бутана на исследуемом профиле каких-либо ярко выраженных всплесков не наблюдается. Поведение же углеводородов состава C_5–C_9 характеризуется более контрастным распределением, что хорошо видно на рис. 3. Так, аномальные концентрации пентана наблюдаются в центральной части профиля над поисковыми объектами $БН_7$, $БН_8$, $БН_{11}$. При сглаживании результатов наблюдения отмечается широкая аномалия, соответствующая местоположению залежей более глубоких горизонтов. Единичная аномалия по гексану тяготеет к западным границам контуров объектов $БН_7$, $БН_8$, $БН_{10}$, $БН_{11}$. Незначительная аномалия по гексану приурочена к восточному краю объекта $БН_{10}$. Аномалии по гептану с некоторым смещением к западу приурочены к контурам объектов $БН_7$, $БН_8$, $БН_{10}$, $БН_{11}$. По октану и нонану наблюдаются две хорошо выраженные аномалии. В западной части профиля центры аномалий практически полностью совпадают с западным контуром объектов $БН_7$, $БН_8$, $БН_{10}$, $БН_{11}$. Вторая, более протяженная, аномалия совпадает с восточным флангом контуров поисковых объектов $БН_5$, $БН_{11}$, $БН_{14}$ и, вероятно, объектов $БН_7$ и $БН_8$.

В результате было установлено, что наибольший эффект дает исследование таких углеводородов, как пентан, гексан, гептан, октан и нонан. Однако следует обратить внимание и на тот факт, что объем накопленной информации по практическому применению

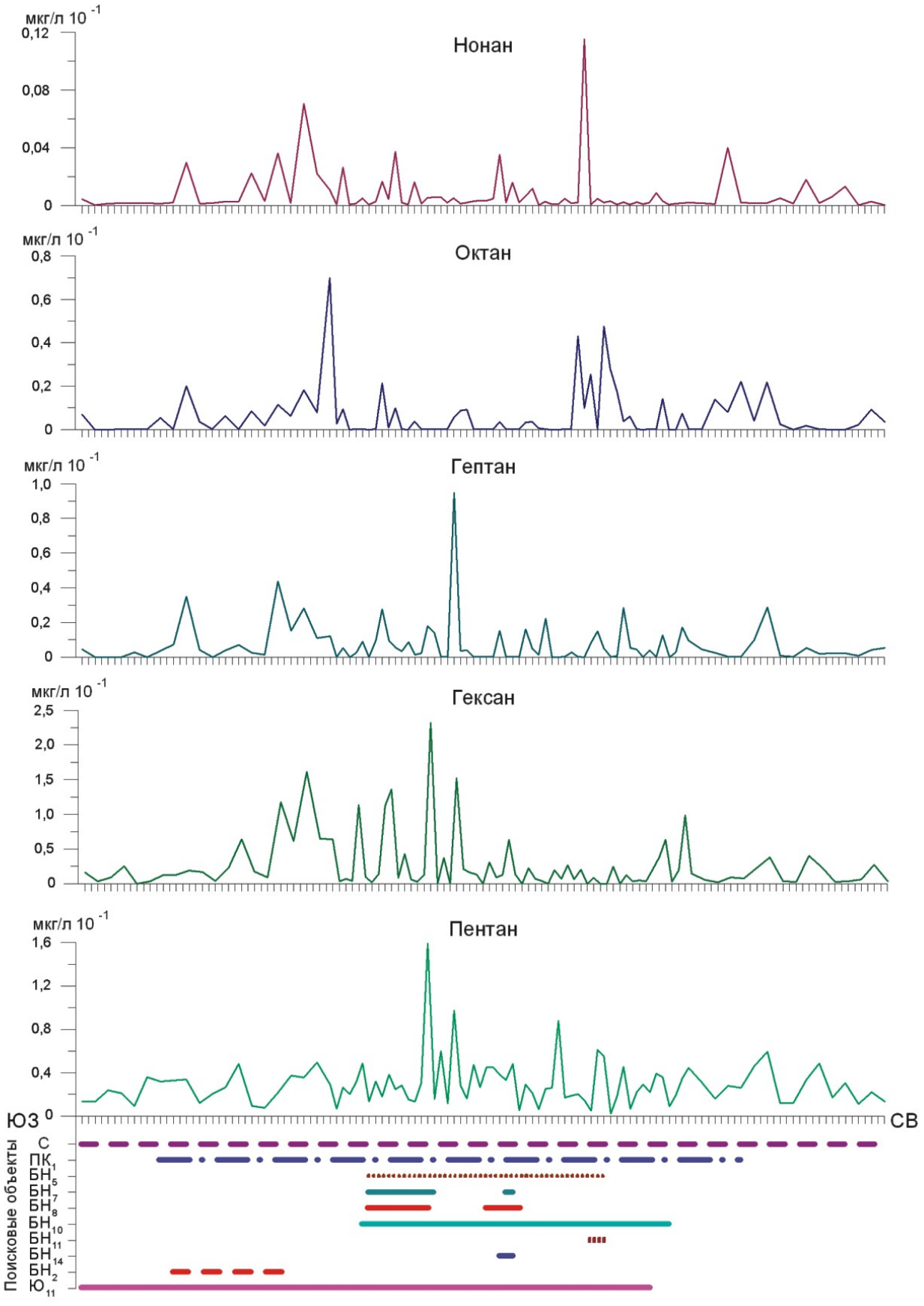

Рис. 3. *Распределение содержаний углеводородных газов, накопленных на сорбенте из подпочвенного воздуха (Медвежье месторождение, профиль ВВ)*

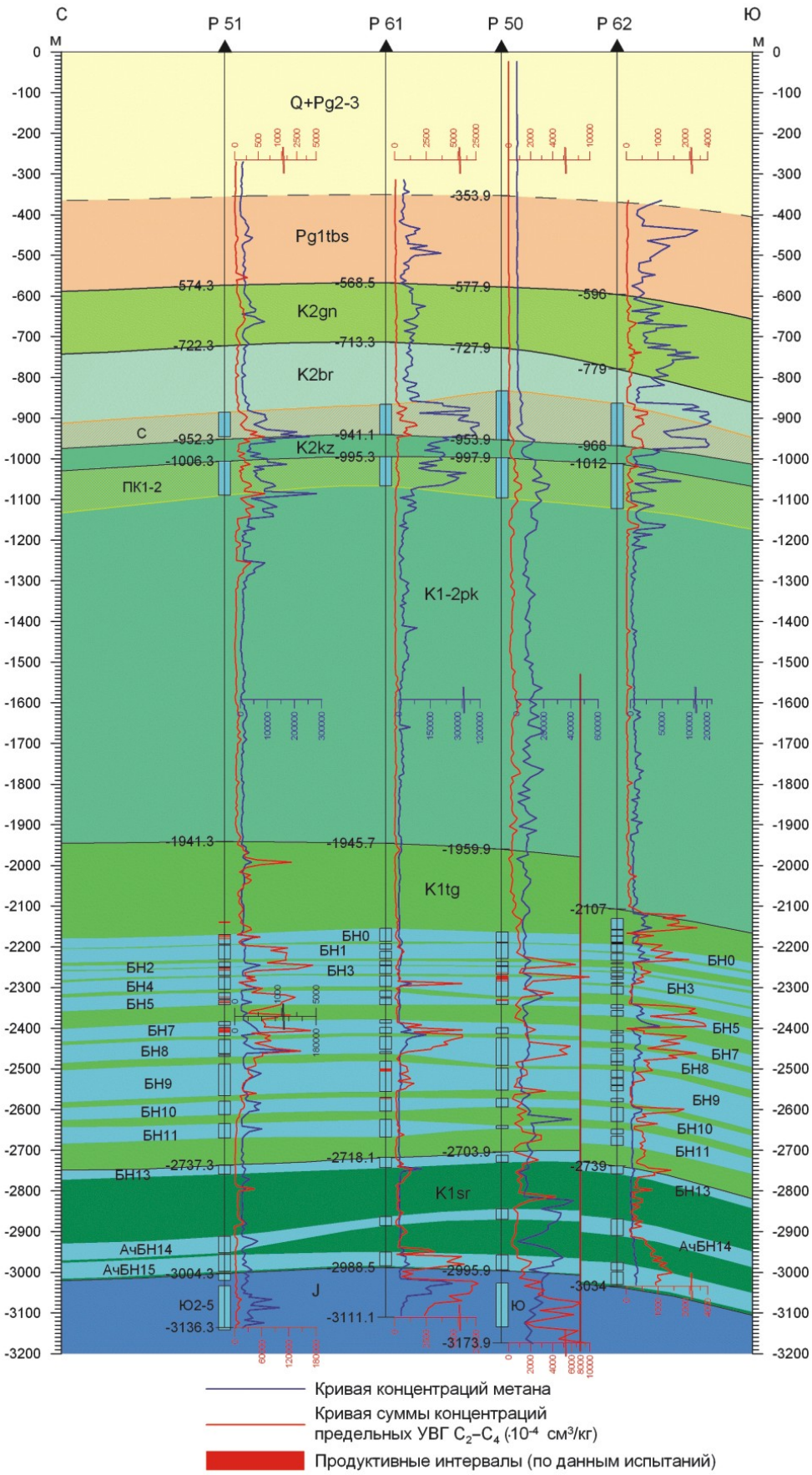

Рис. 4. *Газогеохимическая модель месторождения Медвежье*

этого метода в нефтегазопоисковых целях пока недостаточен для более основательных выводов. Тем не менее, представляется, что рассматриваемый метод можно использовать при выполнении наземных геохимических работ и на других поисковых площадях Западной Сибири.

Подводя итоги данным наземной геохимической съемки, можно отметить следующее.

1. В качестве наиболее перспективных объектов рассматривались ловушки пластов $БН_7$, $БН_8$, и $БН_{11}$, расположенных в районе скв. 51, затем ловушки в районе скв. 50, а также ловушки пластов $БН_5$ и $БН_{10}$.

2. Менее перспективными были оценены отложения ачимовской толщи (ловушки поисковых объектов $БН_{13}$ и $БН_{14}$).

3. Перспективы поисковых объектов $Ю_{11}$ и $Ю_2$ представлялись невысокими.

2. Скважинные геохимические исследования

В 1972–1997 гг. в пределах Медвежьей площади было пробурено 14 поисковых скважин. Испытания отдельных горизонтов юрского, ачимовского и неокомского нефтегазоносных комплексов (НГК) не дали положительных результатов. Опробованные интервалы оказались либо сухими, либо водонасыщенными (иногда с пленками нефти и газированием бурового раствора), что, по-видимому, обусловлено низкими коллекторскими свойствами слагающих их пород.

В апт-сеноманском же НГК при испытании сеноманских отложений скв. 29 и 31 (южный купол Медвежьего месторождения) были получены промышленные притоки газа с абсолютно свободными дебитами 12862,9 тыс. $м^3$/сут (интервал 1058...1100 м) и 1656,0 тыс. $м^3$/сут (интервал 1070...1150 м), соответственно. Было открыто газовое месторождение Медвежье. Оно было введено в эксплуатацию в 1972 г. и находится в разработке более 30 лет. Основными продуктивными отложениями являются породы апт-сеноманского возраста. За годы промышленной эксплуатации запасы газа сеноманских залежей более чем на 70 % выработаны и в настоящее время находятся на стадии падающей добычи [9].

В связи со сложившейся ситуацией ООО "ТюменНИПИгипрогаз" (Нежданов А.А., Огнев А.Ф., Туренков Н.А. и др., 2002, [10]) в 2000–2002 гг. были выполнены переработка и переинтерпретация материалов сейсморазведки МОВ ОГТ СП 28, 42, 64/89-90 и данных ГИС в меловых и юрских отложениях Медвежьего месторождения. В результате выявлено значительное число новых перспективных ловушек различных типов (структурных, структурно-тектонических, литологических) в отложениях от верхнемелового до палеозойского возраста включительно. В осадочных образованиях этого возрастного диапазона выделено семь НГК. По итогам исследований был составлен проект поисково-разведочных работ. В соответствии с проектом основной задачей поисково-разведочных работ являлось обоснование целесообразности проведения поисков скоплений УВ по вновь подготовленным поисковым объектам. Для ее решения предполагалось бурение семи первоочередных поисковых скважин (50, 51, 52, 54, 55, 56–Медвежьих с проектными глубинами 3200…3350 м; и последняя глубиной 4700 м) и семи резервных поисково-разведочных скважин второй очереди. Местоположение и глубины скважин второй очереди должны были определяться по результатам бурения первоочередных скважин.

В течение 2003–2007 гг. в пределах Медвежьего месторождения были пробурены и испытаны скв. 50, 51, 61, 62 (южный купол месторождения), а также скв. 52, расположенная в пределах Северо-Медвежьего локального поднятия.

В рамках сервисного обслуживания бурения скв. 50, 51, 52, 61, и 62 ЗАО "НПЦ Геохимия" проводились геохимические исследования, основной целью которых было получение оперативной информации для оценки (в комплексе с промыслово-геофизическими работами) перспектив нефтегазоносности поисковых объектов, выявленных сейсморазведкой и создания усредненных оптимальных газогеохимических моделей указанных скважин и месторождения Медвежье. При этом решались следующие задачи:

– установление газогеохимической зональности вскрываемого разреза юрско-меловых отложений;

– выявление в разрезе скважин интервалов повышенной газонасыщенности (возможных интервалов испытания);

– исследование количественного и качественного состава УВГ;

– установление природы сорбированных УВГ по данным изотопного состава углерода метана;

– оценка перспектив нефтегазоносности поисковых объектов и их ранжирование;

– создание усредненных оптимальных газогеохимических моделей скважин, поисковых объектов и месторождения.

По каждой из пяти указанных скважин выполнялся комплекс геохимических исследований, включавший: газометрию промывочной жидкости (ПЖ) и керна, хроматографический анализ УВГ состава C_1–C_6 (нормальные и изосоединения, а также непредельные формы); изотопию углерода метана, определение $C_{орг.}$.

По итогам интерпретации геолого-геохимической информации в разрезе каждой из скважины выделялись отдельные интервалы, которые рекомендовались к испытанию. Эти рекомендации передавались в ООО "Надымгазпром". К сожалению, по тем или иным причинам не все они были испытаны.

2.1. Газометрия промывочной жидкости

Анализ результатов газометрических исследований ПЖ поисково-разведочных скважин показал, что, в целом, содержания УВГ с глубиной изменяются. Газогеохимическая характеристика вскрываемых отложений месторождения представлена в табл. 2.

Анализ данных табл. 2 показал, что во всех изученных литолого-стратиграфических подразделени-

Таблица 2

Газогеохимическая характеристика осадочных образований поисково-разведочных скв. 50, 51, 61, 62 Медвежьего месторождения (промывочная жидкость)

Свита	Число проб	CH_4, $см^3/кг$	$C_2–C_{4пред.}$	$C_5–C_6$
			$n \cdot 10^{-4} см^3/кг$	
Палеоген	28	1,90 0,22...22,1	6,95 0,22...22,11	0,58 0,14...1,31
Люлинворская	4	0,70 0,02...1,90	0,98 0,27...2,18	0,49 0,00...0,95
Тибейсалинская	131	2,65 0,03...19,91	27,42 1,26...270,59	25,25 0,29...142,8
Ганькинская	130	4,13 0,07...12,55	110,86 10,08...223,62	70,05 1,83...100,32
Березовская	123	10,23 0,01...113,43	218,15 1,19...1742,15	131,09 1,43...2009,1
Кузнецовская	29	9,78 2,46...94,53	193,51 51,56...1292	136,07 1,21...985,94
Покурская	553	2,99 0,00...33,18	104,08 0,98...1515,38	54,87 0,83...574,83
Тангаловская	423	1,83 0,00...40,40	949,78 0,44...11577,76	295,73 0,64...2048,28
Сортымская	160	2,76 0,09...41,92	862,61 53,49...8772,75	710,60 65,60...3515,25
Юрские отложения	57	8,01 0,16...25,25	5701,24 542,44...27720,00	1474,78 89,13...6916,11

ях (свитах) основным компонентом УВГ является метан. Его средние концентрации варьируются в пределах от 0,19 (палеоген) до 10,23 $см^3/кг$ (березовская свита). Самые высокие средние содержания метана отмечены в отложениях березовской (10,23 $см^3/кг$) и кузнецовской (9,78 $см^3/кг$) свит, а также в породах юры (8,01 $см^3/кг$). Наблюдается определенная тенденция его поведения в образованиях ВЧР. Здесь при движении от пород люлинворской свиты к породам кузнецовской происходит постепенное увеличение концентрации метана. В отложениях же покурской, тангаловской и сортымской свит среднее содержание метана снижается до 2,99; 1,83; 2,76 $см^3/кг$, соответственно, а затем в юрских образованиях увеличивается до 8,01 $см^3/кг$.

Количество же более тяжелых УВГ – $C_2–C_{4пред.}$ и $C_5–C_6$ гораздо ниже метана (на 1–3 порядка). В изменении их средних концентраций также наблюдается определенная дифференциация по глубине. Так, средние значения $C_2–C_{4пред.}$ и $C_5–C_6$ при движении от пород палеогена к отложениям кузнецовской свиты включительно возрастают. В покурской свите их содержания снижаются. Затем в породах тангаловской и сортымской свит, а также в породах юры их средние концентрации резко увеличиваются: $C_2–C_{4пред.}$ от $949{,}7 \cdot 10^{-4}$ $см^3/кг$ (тангаловская свита) до $5701{,}24 \cdot 10^{-4}$ $см^3/кг$ (юра); $C_5–C_6$ изменяется от $295{,}73 \cdot 10^{-4}$ $см^3/кг$ (тангаловская свита) до $1474{,}78 \cdot 10^{-4}$ $см^3/кг$ (юра).

Характер изменения с глубиной относительных содержаний УВГ по скважинам более рельефно иллюстрируется данными табл. 3, из которой следует, что с глубиной относительные содержания метана постепенно снижаются, а количества $C_2–C_{4пред.}$ и $C_5–C_6$ возрастают.

Рассмотренные тенденции изменения содержаний УВГ в осадочных образованиях юры и мела хорошо проявляются на газогеохимической модели месторождения Медвежье (рис. 4).

Представляется, что вышеизложенный характер вариаций УВГ обусловлен рядом причин – литолого-фациальными особенностями осадочных пород разреза, тектонической мобильностью рассматриваемой

Таблица 3

Средние значения относительного содержания УВГ в осадочных образованиях, вскрытых скв. 50, 51, 61 и 62. Южный купол Медвежьего месторождения (промывочная жидкость)

Свита	Средние значения относительного содержания УВГ, %											
	CH_4				$C_2–C_{4пред.}$				$C_5–C_6$			
	Скв. 50	Скв. 51	Скв. 61	Скв. 62	Скв. 50	Скв. 51	Скв. 61	Скв. 62	Скв. 50	Скв. 51	Скв. 61	Скв. 62
Палеоген	99,55	–	–	–	0,36	–	–	–	0,30	–	–	–
Люлинворская	99,74	–	–	–	0,14	–	–	–	0,07	–	–	–
Тибейсалинская	99,67	99,74	99,77	99,81	0,29	0,23	0,11	0,07	0,03	0,02	0,12	0,09
Ганькинская	99,10	99,62	99,76	99,32	0,76	0,35	0,16	0,28	0,11	0,03	0,07	0,39
Березовская	99,63	99,72	99,64	98,40	0,33	0,25	0,15	0,57	0,03	0,01	0,21	0,36
Кузнецовская	99,61	99,76	99,70	97,93	0,36	0,24	0,13	0,64	0,01	0,01	0,19	0,72
Покурская	99,54	99,60	99,63	95,05	0,40	0,30	0,18	1,19	0,05	0,10	0,02	3,30
Тангаловская	98,13	95,76	90,26	68,87	1,44	3,17	6,96	16,06	0,43	1,01	5,81	12,70
Сортымская	99,10	–	86,26	42,81	0,65	–	8,17	17,00	0,25	–	6,47	36,26
Баженовская	99,24	–	–	–	0,62	–	–	–	0,14	–	–	–
Тюменская	96,44	84,36	87,75	–	3,07	10,64	10,49	–	0,48	5,00	1,75	–

территории, а также трендом глубин. Можно предположить, что определенная перестройка в газовом поле юрско-меловых отложений рассматриваемого месторождения, по-видимому, произошла, начиная с отложений покурской свиты.

2.2. Газогеохимическая характеристика проб керна

Газометрические исследования керна в силу объективных причин проводились только по некоторой части поисковых объектов. Их геохимическая характеристика приведена в табл. 4.

Поисковые объекты верхне-нижнеюрского нефтегазоносного комплекса ($Ю_{2-5}$, $Ю_0$) характеризуются самой высокой из всех поисковых объектов метанонасыщенностью. Средняя концентрация метана составляет 277,01см^3/кг (пределы колебания 3,98… 1113,69 см^3/кг). Содержания C_2–$C_{4_{пред.}}$ и C_5–C_6 также большие: до 135,43 и 39,02 см^3/кг, соответственно. Высокая газонасыщенность пород рассматриваемого ком-

Таблица 4

Распределение средних концентраций сорбированных УВГ в пробах керна по некоторым поисковым объектам поисково-разведочных скв. 50, 51, 61, 62 (южный купол Медвежьего месторождения)

Скважина	Свита	Поисковый объект, пласт	Интервал, м	Число проб	УВГ, см^3/кг		
					CH_4	C_2–$C_{4_{пред.}}$	C_5–C_6
50	Тангаловская	$БН_5$	2417,10…2486,5	1	1,86	16,65	7,32
		$БН_7$	2486,5…2504,4	3	4,08 1,12...7,11	44,78 14,95...99,4	33,27 16,2...64,06
		$БН_{10}$	2660,0…2677,4	3	15,77 8,65...20,62	5,72 4,08...7,45	1,82 0,64...3,67
		$БН_{11}$	2730,4…2739,7	1	8,4	6,98	1,00
51	Покурская	$ПК_{1-2}$	1092,0…1183,7	15	5,28 0,59...12,39	0,043 0,012...0,108	0,001 0,000...0,004
	Тангаловская	$БН_0$	2255,2…2268,7	2	8,86 3,83...13,89	2,15 0,774...3,52	0,238 0,18...0,30
		$БН_2$	2334,8…2339,3	1	14,26	1,79	1,35
		$БН_3$	2339,3…2362,0	4	14,4 9,72...21,68	4,29 2,21...8,44	1,66 0,19...4,43
		$БН_4$	2362,2	1	31,39	6,70	0,70
		$БН_5$	2368,5…2375,4	2	12,84 9,46...16,22	5,27 2,87...7,67	1,92 0,79...4,10
	Тюменская	$Ю_{2-5}$	3122,7…3141,6	3	6,42 3,98...9,83	104,41 70,16...135,43	22,38 13,01...39,02
61	Тангаловская	$БН_2$	2330,4…2333,6	2	3,98 2,92...5,04	0,99 0,17...1,81	1,26 0,64...1,88
		$БН_3$	2337,1…2353,3	6	11,95 8,84...18,37	1,13 0,24...1,6	0,82 0,14...3,62
		$БН_{3-4}$	2359,5	1	1,43	0,73	0,09
		$БН_4$	2363,2	1	44,19	8,78	0,89
		$БН_5$	2416,0…2431,1	7	27,45 2,25...64,66	4,76 0,41...14,32	4,13 0,01...17,95
		$БН_{5-7}$	2432,2	1	12,15	0,29	0,10
		$БН_7$	2485,4…2498,3	5	10,46 1,85...33,77	3,98 0,59...11,23	2,86 0,04...7,58
		$БН_{7-8}$	2503,1…2505,5	2	11,49 6,58...16,40	5,0 2,65...7,34	5,28 3,16...7,40
		$БН_8$	2509,6	1	7,86	0,45	0,13
		$БН_{10}$	2622,2…2666,9	3	16,26 5,31...31,09	0,98 0,12...2,13	0,87 0,06...2,48
		$БН_{10-13}$	2729,5…2738,8	3	7,74 1,67...19,38	5,52 2,25...8,51	3,70 1,62...5,00
	Тюменская	$Ю_0$	3112,6…3127,6	6	277,01 7,25...1113,69	49,06 10,51...77,48	7,44 1,49...21,70
62	Березовская	$СН_2$	963,0…973,0	3	0,54	0,01	0,01
	Тангаловская	$БН_{7-1}$	2498,0…2507,0	3	13,00	4,29	0,65
		$БН_{9-2}$	2600,0…2615,0	4	14,60	14,74	6,50
		$БН_{9-3}$	2620,0…2630,0	3	29,13	3,66	0,48
		$БН_{9-2}$+$БН_{9-3}$	2600,0…2630,0	7	20,83	9,99	3,92
		$БН_{10}$	2675,0…2685,0	3	7,23	3,25	4,33
	Сортымская	$АчБН_{14}$	2950,0…2974,0	6	41,97	5,25	1,00
		$АчБН_{15-2}$	3070,0…3090,0	5	34,57	6,28	0,32

плекса обусловлена большим количеством ОВ, представленного углями и углистыми аргиллитами.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс представлен отложениями сортымской свиты, в которых выделяются пласты $АчБН_{15}$, $АчБН_{14}$, $АчБН_{13}$, сформированные отложениями склонового и ачимовского генезиса. Для них характерны высокие средние концентрации метана (34,57...41,97 $см^3$/кг). Содержание C_2–$C_{4пред.}$ и C_5–C_6 составляет 5,25...6,28 и 0,32... 1,00 $см^3$/кг, соответственно.

Неокомский нефтегазоносный комплекс представлен поисковыми объектами тангаловской свиты, включающими пласты групп БН ($БН_{12}$–$БН_0$) и АН ($АН_{11}$).

По данным газометрии керна в составе неокомского НГК выделяется ряд объектов, являющихся высокоперспективными в нефтегазоносном отношении: $БН_{11}$, $БН_{10}$, $БН_9$, $БН_7$, $БН_5$, $БН_4$, $АН_{11}$. Они характеризуются высокими содержаниями УВГ – метана, C_2–$C_{4пред.}$, C_5–C_6.

Апт-сеноманский нефтегазоносный комплекс в разрезах изученных скважин представлен пластом $ПК_{1\text{-}2}$ (покурская свита). В пробах керна средние содержания метана достигают 5,28, этана – $360 \cdot 10^{-4}$ $см^3$/кг. Содержание C_5–C_6 достаточно низкое (до 0,004 $см^3$/кг, см. табл. 4).

Сенонский нефтегазоносный комплекс (пласт С, березовская свита) характеризуется высокими содержаниями метана (до 63,15 $см^3$/кг). Количество этана составляет $(1210{,}83\ldots2315{,}62) \cdot 10^{-4}$ $см^3$/кг. Количество C_5–C_6 – $40 \cdot 10^{-4}$ $см^3$/кг.

В целом, следует отметить, что газонасыщенность УВГ исследуемых проб керна гораздо выше по сравнению с пробами промывочной жидкости.

2.3. Содержание органического вещества

Содержание рассеянного ОВ в исследуемых пробах керна скв. 50, 51, 61, 62 очень низкое. По нашим определениям количество $C_{орг.}$ варьируется в пределах 0,10...3,04 %, а его средние значения в поисковых объектах изменяются от 0,34 до 2,04 %. Зубков М.Ю., Маринин В.И. и Облеков Г.И. [6], изучавшие керн поисковых объектов $БН_5$, $БН_7$, $БН_{10}$ и $БН_{11}$ скв. 50, также указывают не его низкое содержание в составе глинистых и глинисто-алевролитовых пород. По их данным величина $C_{орг.}$ колеблется в пределах 0,37…1,86 % при средних концентрациях в поисковых объектах 0,5…0,7 %.

По данным углепетрографического анализа (прозрачные шлифы), выполненного теми же авторами, рассеянное в породах ОВ представлено мелкими обломками окисленной (фюзинизированной) органики, вероятно, преимущественно континентального происхождения. Они отмечают, что нижнемеловые отложения этой скважины характеризуются самой низкой степенью катагенеза ОВ. Эти породы находятся в верхней зоне мезокатагенеза ($МК_1$). Величина *Rvt* (отражательная способность витринита, определяющая уровень зрелости ОВ) исследуемых пород изменяется от 0,54 до 0,62 %, закономерно возрастая с глубиной. А генерационный потенциал, представляющий собой сумму S_1 (содержание жидких УВ в породе, мг УВ/г породы) + S_2 (остаточный нефтегенерационный потенциал, мг УВ/г породы) и являющийся количественной оценкой суммарного генетического потенциала нефтематеринских отложений, в образованиях скв. 50 колеблется от 0,22 до 1,53 мг УВ/г. И лишь в двух образцах, содержащих ОВ II типа он составляет 2,51 и 4,76 мг УВ/г. По заключению авторов [6], подавляющее большинство глинистых пород, наиболее богатых рассеянным ОВ по сравнению с другими литологическими разностями, входящими в состав нижнемеловых осадков, вскрытых скв. 50, имеет чрезвычайно низкий генерационный потенциал, который почти на порядок ниже, чем у пород с небольшим нефтематеринским потенциалом.

Количество УВ, образовавшихся из ОВ, рассеянного в неокомских глинистых и глинисто-алевритистых осадках в среднем близко 0,3…0,5 %. Практически все образовавшиеся в этих породах УВ эмигрировали из них. Действительно, $К_э$ (коэффициент эмиграции) в подавляющем большинстве случаев составляет 0,92…0,97.

Анализ значений $К_{превр.}$ (коэффициент превращения) ОВ, входящего в состав рассматриваемых отложений, показал, что он изменяется от 0,66...0,85 в самых верхних образцах до 0,97 в самом нижнем. Чаще всего $К_{превр.}$ ОВ в нижнемеловых отложениях составляет 0,90…0,93, что свидетельствует о высокой степени их превращения в УВ. Хотя часть образцов, отобранных из самого верхнего интервала, попадает в зону, соответствующую самому началу процесса нефтегенерации. Из материалов литературы [6] следует, что в составе неокомских отложений, вскрытых скв. 50, образовавшихся в них УВ хватит, чтобы заполнить лишь от 3 до 29 % (в среднем около 16 %) объема эффективных пор в песчаниках, входящих в состав этих отложений.

Зубков М.Ю., Маринин В.И. и Облеков Г.И. [6] обращают внимание на несоответствие, выявленное при анализе нефтегенерационных свойств и уровня катагенетического преобразования ОВ, входящего в состав нижнемеловых отложений, вскрытых скв. 50. Это несоответствие заключается в том, что среднее значение $К_{превр.}$ даже в самом верхнем интервале (2417,1... 2440,2 м; $БН_5$) составляет 0,89. Другими словами, он почти полностью реализован. Не реализовано всего 11,5 % его начального потенциала. Полученные авторами данные свидетельствуют о том, что процесс генерации УВ рассматриваемыми отложениями начался гораздо раньше и на меньших глубинах. Далее они отмечают, что, поскольку верхняя граница зоны нефтегенерации, скорее всего, расположена гораздо выше, перспективными для поиска залежей УВ являются вышележащие отложения, вероятно, начиная с глубины около 1,5 км. По их мнению, наиболее радикальным и реальным механизмом эмиграции УВ из генерирующих пород в аккумулирующие толщи является их струйная миграция по трещинам, возникающим

под действием тектонических сил. Именно благодаря струйной миграции по системам субвертикальных трещин возможно заполнение неокомских ловушек и залежей юрской нефтью, которой вполне достаточно, чтобы полностью наполнить не только одновозрастные песчаники, но и песчаники, входящие в состав перекрывающих нижнемеловые отложения.

2.4. Изотопный состав углерода метана УВГ

Изотопный состав углерода метана (определения выполнены в ГЕОХИ РАН) осадочных образований Медвежьего месторождения, вскрытых глубоким бурением, характеризуются значениями $\delta C^{13}_{CH_4}$ от –66,65 до –25,77 ‰. Как отмечает М.Ю. Чудецкий [8], по закономерному утяжелению изотопного состава углерода метана в разрезе осадочных пород обычно выделяются три зоны: 1) биохимической генерации метана с δC^{13} от –55 до –80 ‰ и легче; 2) термокаталитической генерации метана в связи с генерацией жидких УВ – нефти с δC^{13} от –55 до –35 ‰; 3) зону генерации глубинно-катагенетических, в значительной степени сухих, углеводородных газов с δC^{13} от –35 до –25 ‰ и более тяжелых.

Судя по данным ИСУ метана, в исследуемых УВГ месторождения выделяются три группы газов:

– газы биохимической генерации метана со значениями δC^{13} от –66,55 до –55,86 ‰. Они фиксируются до глубины примерно 1100…1500 м;

– газы термокаталитической генерации метана (эпигенетические газы) со значениями δC^{13} –52,65… –37,10 ‰. В эту зону попадают поисковые объекты покурской, тангаловской, сортымской свит, а также породы юрских подразделений, включая и часть пород тюменской свиты. Их нижняя граница распространения отмечается на глубинах примерно 3150...3250 м;

– газы зоны генерации глубинно-катагентических, в значительной степени сухих, углеводородных газов со значениями δC^{13} –32,61; –31,93; –31,82 и –25,77 ‰. Они были зафиксированы в 4 пробах керна тюменской свиты скв. 61 на глубинах 3100…3200 м.

Таким образом, можно отметить, что значительная часть разреза (примерно его середина) осадочных образований Медвежьего месторождения содержит газы термокаталитической генерации метана.

3. Результаты испытания поисковых объектов

Как уже было отмечено по данным газометрии ПЖ и керна, в разрезе каждой из исследованных скважин были выделены отдельные горизонты (интервалы повышенной газонасыщенности), характеризующиеся определенными качественным и количественным составом рассеянных УВГ, которые, с учетом фильтрационно-емкостных свойств слагающих их пород, в свое время рекомендовались к испытанию (табл. 5).

Часть рекомендованных к испытанию интервалов оказалась продуктивной – в них были получены притоки газоконденсата, газа, нефти, а также пластовой воды с растворенным газом или пленками нефти. В других интервалах получены притоки только пластовой воды. Отдельные интервалы оказались "сухими". Некоторые из рекомендованных интервалов не испытывались (табл. 6).

Следует отметить, что по техническим причинам часть рекомендованных интервалов (второй, третий и четвертый) скв. 50 не была испытана.

По данным [7] в скв. 62 проведенные испытания трех объектов (пласты $БН_{10}^{1}$, $БН_{9}^{1}$, $БН_{5}^{1}$) из рекомендованных восьми (пласты $АчБН_{15}^{1}$, $БН_{10}^{1}$, $БН_{9}^{1}$, $БН_{8}^{1}$, $БН_{7}^{1}$, $БН_{5}^{1}$, $БН_{5}^{0}$, $БН_{4}^{1}$) не подтвердили ранее представленные ООО "ТюменНИИгипрогаз" предварительные геологические модели по этим залежам. Фактически получен отрицательный результат. Поисковая скв. 62 не пробурена до проектного забоя из-за

Таблица 5

Перечень интервалов, рекомендованных к испытанию по скв. 50, 51, 61 и 62 Южного купола Медвежьего месторождения

Скв. 50			Скв. 51			Скв. 61			Скв. 62		
№ п/п	Индекс пласта	Интервал глубин, м	№ п/п	Индекс пласта	Интервал глубин, м	№ п/п	Индекс пласта	Интервал глубин, м	№ п/п	Индекс пласта	Интервал глубин, м
1	$БН_{2}$	2325…2335	1	С	1024…1036	1	С	951…1034	1	С	950…1050
2	$БН_{4-1}$	2360…2370	2	$ПК_{1-2}$	1098…1180	2	$ПК_{1-2}$	1072…1156	2	$ПК_{1-2}$	1095…1200
3	$БН_{4-2}$	2400…2410	3	$БН_{0}$	2262…2273	3	$БН_{2}$	2325…2332	3	$Ач_{10}$	2195…2235
4	$БН_{5}$	2415…2434	4	$БН_{1}$	2293…2298	4	$БН_{4}$	2375…2383	4	$БН_{0-1}$	2270…2312
5	$БН_{7}$	2480…2504	5	$БН_{2-3}$	2330…2344	5	$БН_{5}$	2418…2423	5	$БН_{5}$	2421…2442
6	$БН_{8-1}$	2525…2535	6	$БН_{5}$	2413…2420	6	$БН_{7}$	2479…2496	6	$БН_{6}$	2455…2475
7	$БН_{8-2}$	2545…2550	7	$БН_{7}$	2488…2508	7	$БН_{8}$	2501…2543	7	$БН_{7}$	2495…2515
8	$БН_{9-1}$	2585…2600	8	$БН_{8}$	2538…2548	8	$БН_{9}$	2580…2638	8	$БН_{8}$	2525…2553
9	$БН_{9-2}$	2630…2640	9	$БН_{9}$	2597…2618	9	$АчБН_{15}$	3031…3075	9	$БН_{10}$	2663…2698
			10	$БН_{10}$	2671…2690				10	$БН_{13}$	2820…2843
			11	$АчБН_{14}$	3005…3026				11	БН?	2868…2901
			12	$Ю_{2-5(1)}$	3152…3185						
			13	$Ю_{2-5(2)}$	3210…3222						

Таблица 6

Результаты испытания поисково-разведочных скв. 50, 51, 61, 62 на площади Медвежьего НГКМ

Скважина	Объекты испытания, выделенные по данным газометрии промывочной жидкости и керна		Проведенные испытания		
	Интервал	Пласт	Объект опробования, м	Пласт	Полученные результаты
50	–	–	3112…3125	$Ю_2$	Получен фонтанирующий приток пластовой воды дебитом 86,4 м^3/сут на 8-мм штуцере с пленкой нефти, с растворенным в пластовых условиях в воде газом. Минерализация пластовой воды – 57,0 мг/л. Общий объем отобранной пластовой жидкости – 377 м^3, из них с постоянной минерализацией – 192,7 м^3, $P_{пл.}$, замеренное на глубине 3112 м, составило 53,64 МПа
	2417,1…2434,3	$БН_5$	2415…2419	$БН_5$	Получен фонтан нефти с водой. При депрессии на пласт 7 атм дебит нефти составил 18 м^3/сут; воды 4 м^3/сут. Открыта новая нефтяная залежь
	2360…2370	$БН_{4-1}$	2369…2371 2357…2367 2349…2351	$БН_4$ $БН_3$	Получен фонтан газоконденсата с водой. Дебит через штуцер 6 мм и диафрагму 10 мм составил: газоконденсата стабильного – 13,0 м^3/сут; газа – 88 тыс. м^3/сут; воды – 7,2 м^3/сут. Открыта новая газоконденсатная залежь
	2325,0…2339,5	$БН_2$	2323…2329 2334…2339,5	$БН_3$	Получен приток пластовой воды дебитом 22 м^3/сут при $P_{заб.}$ = 176,5 атм на глубине 2316 м
51	3152…3185	$Ю_{2-5}$	3124…3132	$Ю_2$	Фонтанирующий приток пластовой воды с газом и пленкой нефти. Дебит на штуцире 4 мм (шайба 3,5 мм): воды – 38,4 м^3/сут; газа – 0,26 тыс. м^3/сут; газонасыщенность – 6,9 м^3/сут; $P_{пл.}$ на глубине 3125 м равно 51,29 МПа; $T_{пл.}$ +93 °С. Нефть плотностью 0,842 г/см^3. Коэффициент аномальности пластового давления равен 1,32
	–	–	3102…3110	$Ю_0$	Получен фонтанирующий приток пластовой воды дебитом 2,4 м^3/сут. На штуцере 2 мм с пленкой нефти. $P_{пл.}$ на глубине 3107 м составляет 37,56 МПа. $T_{пл.}$ равна +91,3 °С. Отобрано 41,14 м^3 пластовой воды минерализацией 40,722 г/дм^3. Коэффициент аномальности пластового давления равен 1,23
	3005…3026	$АчБН_{14}$	3008…3022	$АчБН_{14}$	Получен приток пластовой воды дебитом 2,82 м^3/сут с растворенным газом при среднединамическом уровне 973,7 м. Минерализация по хлору – 23,2 г/л
	–	–	2949…2971	Слабопроницаемые разности пород среди глин над ачимовскими отложениями	Притока не получено
	2488…2508	$БН_7$	2489…2492,5; дострелян интервал 2494…2501	$БН_7$	Открыта новая газоконденсатная залежь. До дострела: на 12-мм шайбе $P_{гол.}$ = 20,54 МПа; $P_{зтр}$=19,47 МПа; температура на устье +32 °С; дебит газоконденсатной смеси – 356,9 тыс. м^3/сут. После дострела на 12-мм шайбе $P_{гол.}$ = 20,74 МПа; $P_{зтр.}$ = 20,28 МПа; температура на устье +34 °С; дебит газоконденсатной смеси – 367,7 тыс. м^3/сут. Газоконденсатные исследования. До дострела: $Q_{сеп.}$ – 254,3 тыс. м^3/сут; $Q_{конд.сыр.}$ – 16,9 м^3/сут; $Q_{стаб.}$– 11,2 м^3/сут; плотность конденсата – 0,795. Предварительный выход конденсата – 44 см^3/м^3; 35 г/м^3. После дострела: $Q_{сеп.}$ – 235,5 тыс. м^3/сут; $Q_{конд.сыр.}$ – 32,6 м^3/сут; $Q_{стаб.}$ – 21,5 м^3/сут
	2413…2420	$БН_5$	2413…2415 2424…2428	$БН_5$	Получен непромышленный приток газоконденсатной смеси с пластовой водой. На режиме 2/3,5 мм $Q_{конд.}$ = 0,8 м^3/сут; $Q_{газа}$ = 0,98 тыс. м^3/сут; $Q_в$ = 8,3 м^3/сут при среднестатистическом уровне 948 м
	2330…2344	$БН_2$ $БН_3$	1. 2330…2334 2. 2342…2345 3. 2346…2349	$БН_2$ $БН_3$ $БН_3$	1. Получен приток пластовой воды дебитом 28,8 м^3/сут при среднединамическом уровне 630 м с незначительным количеством газа. Плотность пластовой воды 1,013 г/см^3. Ориентировочный дебит газа на диафрагме 8 мм – 5 тыс. н.м^3/сут 2. Получен газоконденсатный фонтан с пластовой водой. Объект для подсчета запасов газа и конденсата. На режиме 8/12-мм $P_{тр.}$ = 16,86 МПа; $P_{зтр.}$ = 20,08 МПа; $P_{заб.}$ = 23,59 МПа; $T_{устья}$ = + 25 °С; $Q_{г.сеп.}$ = 129 тыс. н.м^3/сут; $Q_{стаб.конд.}$ = 4,3 м^3/сут; $Q_в$ = 62 м^3/сут. Открыта новая газоконденсатная залежь пласта $БН_3$.

Окончание табл. 6

Скважина	Объекты испытания, выделенные по данным газометрии промывочной жидкости и керна		Проведенные испытания		
	Интервал	Пласт	Объект опробования, м	Пласт	Полученные результаты
					3. Получен приток газоконденсата. На режиме 8/12-мм $P_{тр}$ = 19,96 МПа; $P_{зтр.}$ = 20,33 МПа; $P_{заб.}$ = 24,94 МПа; $T_{устья}$ = + 26 °С; $Q_{сеп.}$ = 116,7 тыс. н.м^3/сут; $Q_{стаб.конд.}$ = 5,1 м^3/сут; $Q_{в}$ = 45,3 м^3/сут
	2260…2273	$БН_0$	2262...2265 2266,5...2268,5 2270...2272	$БН_0$	Получен фонтан газоконденсата. Дебит через штуцер 12 мм и диафрагму 19 мм составил: конденсата стабильного – 5,3 м^3/сут; газа – 126,5 тыс. н.м^3/сут. Открыта новая газоконденсатная залежь
	–	–	2228…2232	$АН_{11}$	Получен фонтан газоконденсата с пластовой водой. Дебит через штуцер 10 мм составил: конденсата стабильного – 5,1 м^3/сут; газа – 137,1 тыс. м^3/сут; воды – 98,8 м^3/сут. Открыта новая газоконденсатная залежь
61	3031…3075	$АчБН_{15}$	–	–	–
	–	–	2952…2966	$АчБН_{14}$	Получен приток пластовой воды дебитом 28 м^3/сут при $P_{ср.дин}$ = 24,89 МПа, общей минерализацией 18,3 г/дм^3
	–	–	2807…2813	$АчБН_{13}$	Приток пластовой воды дебитом 44 м^3/сут
			2661…2664	$БН_{10}$	Получен приток нефти с пластовой водой (нефти до 40 %). Дебиты: нефти 9 м^3/сут. Пластовой воды 13,5 м^3/сут; при $P_{ср.заб. 2662 м}$ = 15,69 МПа
	2580…2638	$БН_9$	2588…2614	$БН_9$	Получен фонтанный приток газоконденсата. Открыта новая залежь. Ориентировочный дебит 114 тыс. м^3/сут. При $P_{тр.}$ = 9,19 МПа. $P_{затр.}$ = 10,43 МПа
	2501…2545	$БН_8$	2532…2539	$БН_8$	Непереливающий приток пластовой воды дебитом 30,6 м^3/сут
	2479…2496	$БН_7$	2487…2496	$БН_7$	Фонтанирующий приток газоконденсатной смеси с пластовой водой. На штуцере 8 мм (диафрагма 10,5 мм) дебит газа сепарации 107,5 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 15,8 м^3/сут, пластовой воды 36 м^3/сут
	–	–	2471…2474	$БН_6$?	Пластового флюида не получено
	2418…2423	$БН_5$	2406,5...2409,5 2418...2423 2425,5...2426,5	$БН_5$	Получен фонтан газоконденсата с дебитом сепарации 187 тыс. м^3/сут. Стабильного конденсата 24 м^3/сут на 10-мм штуцере
	2375…2383	$БН_4$	2371…2374 2380…2383	$БН_4$	Получен фонтан газоконденсата с дебитом газа сепарации 37 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 5,2 м^3/сут на 8-мм штуцере
	–	–	2336…2344 2352…2353,5	$БН_3$	Получен фонтан газоконденсата с дебитом газа сепарации 78 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 9,5 м^3/сут на 8-мм штуцере
	2325…2332	$БН_2$	2326…2346 2352…2353,5	$БН_2$–$БН_3$	Получен фонтан газоконденсата с водой; дебит газа сепарации 205 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата 15,2 м^3/сут, воды 9,6 м^3/сут на 10-мм штуцере
	–	–	2255…2267 2272…2276 2282…2289 2301…2304	$БН_0$–$БН_1$	Из интервалов 2255…2267 и 2301...2304 м получен фонтан газоконденсата со следами нефти и пластовой воды с дебитом газа сепарации 201 тыс. м^3/сут. Стабильного конденсата 15,7 м^3/сут, воды 2,8 м^3/сут на 10-мм штуцере. Из интервалов 2255…2267, 2272...2276, 2282...2289, 2301...2304 м получен фонтан газоконденсата со следами нефти и пластовой водой с дебитом газа сепарации 220 тыс. м^3/сут, стабильного газоконденсата – 17,5 м^3/сут, воды – 23,5 м^3/сут на 10-мм штуцере
	–	–	2223…2227	$АН_{11}$	Получен фонтан газоконденсата с дебитом газа сепарации 208 тыс. м^3/сут, стабильного конденсата – 11,6 м^3/сут, пластовой воды – 0,6 м^3/сут на 10-мм штуцере
	1072…1156	$ПК_{1-2}$	–	–	–
	951…1034	С	952…976	Сенон, K2br	Получен незначительный приток газа
62	2663...2698	$БН_{10}$	2672…2676	$БН_{10}$[1]	Непереливающий приток пластовой воды дебитом 7,3 м^3/сут при $P_{ср.динам.}$ = 12,47 МПа
	–	–	2601…2604	$БН_9$[2]	Непереливающий приток пластовой воды с раствором $CaCl_2$ дебитом 13,3 м^3/сут при $P_{заб.2350 м}$ = 10,16 МПа
	2421…2442	$БН_5$	2433…2437,5	$БН_5$[1]	Непереливающий приток пластовой воды с раствором $CaCl_2$ дебитом 36,3 м^3/сут при $P_{заб.2150 м}$ = 16,6 МПа

аварии с технической колонной 219 мм. Во вскрытой части разреза нижнемеловых отложений испытано три объекта – $БН_{10}^1$, $БН_9^1$ $БН_5^1$. Из всех трех объектов получены притоки пластовой воды. На конец 2007 г. скважина ликвидирована.

По материалам испытания поисково-разведочных скважин составлена таблица продуктивности поисковых объектов месторождения (табл. 7).

Таблица 7

Продуктивность поисковых объектов, составленная по материалам испытания скв. 50, 51, 61, 62

Свита	Нефтегазоносный комплекс	Поисковый объект, пласт	Продуктивность поисковых объектов
K_2br	Сенонский	С	Незначительный приток газа
K_{1-2} pk	Апт-сеноманский	$ПК_{1-2}$	Газовая залежь
K_1tg	Неокомский	$АН_{11}$	Газоконденсатная залежь
		$БН_0$	Газоконденсатная залежь
		$БН_1$	Газоконденсат со следами нефти и пластовой воды
		$БН_2$	Газоконденсат с водой
		$БН_3$	Газоконденсатная залежь
		$БН_4$	Газоконденсатная залежь
		$БН_5$	Нефтяная залежь Газоконденсатный фонтан
		$БН_6$	Притока УВ не получено
		$БН_7$	Газоконденсатная залежь
		$БН_8$	Пластовая вода
		$БН_9$	Газоконденсатная залежь
		$БН_{10}$	Нефть с пластовой водой
		$БН_{11}$	Н.д.
		$БН_{12}$	Н.д.
K1sr	Ачимовский	$АчБН_{13}$	Пластовая вода
		$АчБН_{14}$	Пластовая вода с растворенным газом
		$АчБН_{15}$	Объект "сухой"
J_{1-3}	Верхнее-нижнеюрский	$Ю_2$	Пластовая вода с растворенным газом и пленкой нефти
		$Ю_0$	Пластовая вода с пленкой нефти

Как следует из данных табл. 7, продуктивными оказались породы неокомского нефтегазоносного комплекса, в частности поисковые объекты $БН_0$–$БН_5$, $БН_7$, $БН_9$, $БН_{10}$. В ачимовском НГК в пластах $АчБН_{13}$ и $АчБН_{15}$ получена пластовая вода, а поисковый объект $АчБН_{15}$ оказался "сухим".

В поисковых объектах $Ю_2$ и $Ю_0$ верхне-нижнеюрского нефтегазоносного комплекса получена пластовая вода с пленкой нефти или растворенного газа.

Таким образом, отсутствие притока УВ из пород тюменской свиты, на наш взгляд, обусловлено в первую очередь низкими коллекторскими свойствами рассматриваемых отложений. Это хорошо подтверждается и материалами интерпретации данных ГИС, выполненной по всем четырем скважинам этой части разреза.

5. Сопоставление результатов наземных геохимических исследований с результатами бурения поисково-разведочных скважин

Как отмечалось выше, по комплексу геохимических критериев (концентрации УВГ состава C_1–C_6, их отношений, контрастности) в плане над поисковыми объектами выделяется ряд аномалий различной конфигурации, что хорошо видно на серии картографических построений, выполненных в процессе обработки полученной информации. В качестве примера приведена карта контрастности пропана (см. рис. 1). На ней в центральной части площади южного купола Медвежьего месторождения четко вырисовывается обширная кольцеобразная аномалия. На севере она распадается на четыре сближенные слабоконтрастные аномалии небольших размеров. В целом же рассматриваемая аномалия образует как бы единое сводовое тело в пределах рассматриваемой площади. В эту аномальную зону попадают области распространения поисковых объектов $АчБН_{14}$, $АчБН_{13}$, $БН_{11}$, $БН_{10}$, $БН_8$, $БН_7$, $БН_5$ и частично $Ю_2$ (ее север).

Оконтуривают отмеченную сводовую аномалию четыре обширные и разобщенные между собой газогеохимические аномалии, в плане приуроченные к периферии области распространения залежей сеномана (пласт $ПК_1$).

В 2002–2007 гг. в сводовой части южного купола были пробурены поисково-разведочные скв. 50, 51, 61, 62. Все они, а также скв. 29 и 31, пробуренные еще в 1972 г., попадают в геохимическую аномалию, выявленную по материалам наземных съемок, проведенных НПЦ "Геохимия" в 2002 г.

В 2007 г. ООО "ТюменНИИгипрогаз" [7] на территории Медвежьего и других лицензионных участков (Западно-Юбилейного, Южно-Падинского, Мариэттинского и Нерутинского) осуществляло авторский надзор за реализацией проектов поисково-разведочных работ, экспертизу геолого-геофизических материалов и корректировку геологических моделей выявленных залежей УВ. Объектом исследования являлись нефтегазоносные отложения шельфовых и ачимовских пластов неокома, а также непродуктивные и перспективные резервуары Мариэттинской, Южно-Падинской, Западно-Юбилейной и Нерутинской площадей.

Целью исследований являлось геологическое сопровождение и авторский надзор за геолого-разведочными работами на нижнемеловые и юрские отложения для повышения эффективности ГРР путем внесения своевременных корректив в планы глубокого бурения, оперативной оценки ресурсов и запасов УВ, выдачи рекомендаций по объектам испытания пробуренных скважин.

По данным бурения и испытания скв. 50, 51, 61 и 62, а также материалов переинтерпретации данных

Таблица 8

Сопоставление результатов наземных и скважинных геохимических исследований, проведенных на площади Медвежьего НГКМ (южный купол)

Наземные геохимические исследования				Скважинные геохимические исследования			
Поисковый объект	**Газогеохимическая характеристика**	**Местоположение**	**Перспективность**	**Поисковый объект**	**Скважина**	**Интервал опробования, м**	**Результаты испытания**
$Ю_{11}$	Газогеохимических эффектов над объектом не зафиксировано	Район скв. 50, 51	Невысокая	$Ю_{11}$	50	- - -	- - -
$Ю_2$	Повышенные значения контрастности УВГ установлены только над его западной частью. Однако, скорее всего, это обусловлено существенным влиянием пласта $ПК_1$, так как его контур и западная граница $Ю_2$ здесь совпадают	Район скв. 50, 51	Невысокая	$Ю_2$	50	3112…3125	Фонтанирующий приток пластовой воды дебитом 86,4 $м^3$/сут с пленкой нефти, с растворенным в воде газом
					51	3124…3132	Фонтанирующий приток пластовой воды с газом и пленкой нефти; дебиты: воды – 38,4 $м^3$/сут; газа – 0,3 тыс. $м^3$/сут
$Ю_0$			Невысокая	$Ю_0$	51	3102…3110	Фонтанирующий приток пластовой воды дебитом 2,4 $м^3$/сут с пленкой нефти
$АчБН_{14}$, $АчБН_{13}$	Контур объекта $БН_{14}$ близок к контуру объектов $БН_8$ и $БН_7$. Западная и с-з границы распространения $БН_{14}$ в общих чертах совпадают с областью повышенных значений отношений этан/этилен, пропан/пропилен. Восточная и больше ю-восточная границы $БН_{14}$ контролируются повышенной контрастностью бутана и пентана. Над центральной частью объекта установлены повышенные значения контрастности этана и пропана	Район скв. 50	Вероятность обнаружения залежей в объекте $БН_{14}$ представляется относительно хорошей	$АчБН_{14}$	51	3008…3022	Приток пластовой воды дебитом 2,8 $м^3$/сут с растворенным газом
					61	2952…2966	Приток пластовой воды дебитом 28 $м^3$/сут
				$АчБН_{13}$	61	2807…2813	Приток пластовой воды дебитом 44 $м^3$/сут
$БН_{11}$	По величине отношения этана к этилену обшее концентрически-зональное геохимическое поле здесь распадается на две части. Внутренняя его часть как раз и оконтуривает объект $БН_{11}$ по его периферии. Геохимические аномалии здесь небольшого размера	Район скв. 51	Высокая вероятность продуктивности в районе скв. 51 и меньшая в районе скв. 50	$БН_{11}$			По техническим причинам испытание этого объекта в скв. 50, 51 и 61 не проводилось
$БН_{10}$	Область распространения этого объекта характеризуется вытянутостью в субмеридиональном направлении. Размеры 20×8 км. В плане аномальные геохимические поля совпадают с контуром распространения объекта $БН_{10}$ только по значениям контрастности этана и пропана, а также по отношениям этан/этилен и пропан/пропилен. Чаще всего это локальные разобщенные аномалии изометрической формы в районе южных и северных границ $БН_{10}$. Отдельные точки высокой контрастности по метану, этану, пентану и гексану отмечаются в районе с-в и восточной границ объекта $БН_{10}$	Район скв. 61	Наиболее перспективный объект	$БН_{10}$	61	2661…2664	Приток нефти с пластовой водой (нефти до 40 %). Дебиты: нефти – 9 $м^3$/сут; пластовой воды – 13,5 $м^3$/сут
				$БН_{10}$?	62	2672…2676	Непереливающийся приток пластовой воды; дебит 187,3 $м^3$/сут

Окончание табл. 8

Наземные геохимические исследования				Скважинные геохимические исследования			
Поисковый объект	**Газогеохимическая характеристика**	**Местоположение**	**Перспективность**	**Поисковый объект**	**Скважина**	**Интервал опробования, м**	**Результаты испытания**
$БН_8$	Здесь поисковый объект оконтуривается повышенными значениями отношения этан/этилен. Западная и ю-з границы этого объекта четко контролируются повышенными значениями отношений пропан/пропилен и бутан/бутилен. В районе скв. 50 концентрическая зональность распределения УВГ около объекта $БН_8$ проявляется менее четко. На всех картах распределения геохимических критериев северные и южные резервуары объекта $БН_8$ разделены повышенными значениями контрастности и величиной отношения этан/этилен	Район скв. 51, 50	Невысокая	$БН_8$	61	2532…2539	Непереливающийся приток пластовой воды дебитом 30,6 $м^3$/сут
$БН_7$	В районе скв. 51 резервуары поискового объекта оконтуриваются повышенными значениями отношения этан/этилен. Западная и ю-з границы этого объекта четко контролируются повышенными значениями отношений пропан/пропилен и бутан/бутилен. В районе скв. 50 концентрическая зональность распределения УВГ около поискового объекта $БН_7$ проявляется менее четко. На всех картах распределения газогеохимических параметров северные и южные резервуары разделены повышенными значениями контрастности и величины отношения этан/этилен	Район скв. 50, 51	Высокая вероятность продуктивности объекта $БН_7$ в районе скв. 51 и меньшая вероятность в районе скв. 50	$БН_7$	51	2489…2492,5; достреляли интервал 2494…2501	Открыта новая газоконденсатная залежь. До дострела дебит газоконденсатной смеси – 356,9 тыс. $м^3$/сут; после дострела – 367,7 тыс. $м^3$/сут
					61	2487…2496	Фонтанирующий приток газоконденсатной смеси со следами воды. Дебит газа сепарации 107,5 тыс. $м^3$/сут, стабильного конденсата – 15,8 $м^3$/сут; пластовой воды – 36 $м^3$/сут
$БН_5$	Область распространения объекта $БН_5$ вытянута в субмеридиональном направлении и имеет размер 20×8 км. В плане совпадение аномальных геохимических полей с контуром распространения объекта фиксируется по значениям контрастности этана и пропана, а также по отношениям этан/этилен и пропан/пропилен. Чаще всего это локальные, разобщенные поля изометрической формы в районе южных и северных границ объекта. Отдельные точки высокой контрастности по метану, этану, пентану и гексану отмечаются в в районе с-в и восточной границ объекта $БН_5$	Район скв. 50, 51, 61	Высокая	$БН_5$, $БН_{5\text{-}1}$	50	2415…2419	Фонтан нефти с водой. Дебит нефти 18 $м^3$/сут. Открыта новая нефтяная залежь
					51	2413…2415, 2424…2428	Непромышленный приток газоконденсатной смеси с пластовой водой. Дебит конденсата – 0,8 $м^3$/сут, газа – 0,98 тыс. $м^3$/сут, воды – 8,3 $м^3$/сут
					61	2406,5...2409,5; 2418…2423; 2425,5…2437,5	Фонтан газоконденсата с дебитом газа сепарации 187 тыс. $м^3$/сут, стабильного конденсата – 24 $м^3$/сут
					62	2433…2437,5	Непереливающийся приток пластовой воды дебитом 36,3 $м^3$/сут

ГИС по скв. 31 и 62 авторами произведена корректировка структурных построений, уточнены границы перспективных объектов в пластах $БН_{10}^1$, $БН_9^2$, $БН_8^1$, $БН_5^1$, $БН_5^0$, $БН_4^1$ и созданы геологические модели указанных пластов.

В процессе обработки геолого-геохимической информации структурные карты этих пластов с уточненными границами перспективных объектов были совмещены с картами геохимических аномалий по отдельным геохимическим критериям (в частности, с картой контрастности пропана; см. рис. 1), выявленными по результатам наземных исследований. В плане все картографические построения по результатам наземных геохимических исследований довольно хорошо совпали со структурными построениями – границами перспективных объектов $БН_{10}^1$, $БН_9^2$, $БН_5^2$, $БН_5^1$, $БН_5^0$ и $БН_4^1$, выполненными по скважинам глубокого бурения.

Выполненное сопоставление результатов и выводов по наземным геохимическим исследованиям, в частности оценки степени перспективности поисковых объектов, закартированных в пределах рассматриваемой территории, с результатами испытаний этих же объектов в скв. 50, 51, 61 и 62 (табл. 8), свидетельствуют о хорошем подтверждении прогноза, сделанного нами ранее по материалам наземных работ, проведенных в 2002 г. На наш взгляд, это лишний раз подтверждает тезис о целесообразности предварительного (опережающего) осуществления наземных геохимических исследований до начала выполнения поисково-разведочного бурения.

Заключение

На территории южного купола Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения в 2002–2007 гг. ЗАО "НПЦ Геохимия" совместно ООО "Газпром добыча Надым" был выполнен комплекс работ, включающий наземные и скважинные геохимические исследования. По итогам проведенных работ можно отметить следующее.

I. Наземные геохимические исследования

1. Они включали съемку по шламу скважин мелкого бурения (глубиной 1,5 м), а также по подпочвенному воздуху, накопленному на сорбенте. Исследованиями установлено, что газовое поле поверхностных отложений неоднородно. Выяснено, что в составе сорбированных УВГ превалирует метан, подавляющая масса которого имеет биогеохимическое происхождение (ИСУ метана составляет –62,1...–90,6 ‰), хотя встречаются и эпигенетические (миграционные) УВГ, в которых $\delta C^{13}_{CH_4}$ равно –35,2...–48,7 ‰. В гораздо меньших количествах присутствуют УВГ состава C_2–C_6. Концентрация непредельных УВ C_2–$C_{4_{непр.}}$ незначительна. Установлено, что УВГ в поверхностных отложениях образуют высококонтрастные геохимические аномалии. Причем их можно дифференцировать на аномалии, связанные с влиянием залежей УВ разного возраста. На Медвежьем месторождении по комплексу газогеохимических показателей наблюдаются довольно четкие и значимые различия в составе УВГ аномалий поверхностных отложений, развитых над ачимовскими объектами ($АчБН_{13}$, $АчБН_{14}$), неокома (поисковые объекты $БН_{11}$, $БН_{10}$, $БН_8$, $БН_7$ и $БН_5$) и аномалиями, установленными над сеноманскими залежами.

2. Проведены опытно-методические работы по атмогеохимической съемке, с накоплением подпочвенного воздуха на сорбенте. Установлено, что наибольший эффект при этом виде съемки дает исследование таких УВ, как пентан, гексан, гептан, октан и нонан. Однако следует обратить внимание и на тот факт, что объем накопленной информации по практическому применению этого метода в нефтегазопоисковых целях пока недостаточен для более обоснованных выводов.

3. На основании результатов наземных геохимических исследований сделан следующий прогноз по поисковым объектам:

– в качестве наиболее перспективных объектов рассматривались ловушки пластов $БН_7$, $БН_8$ и $БН_{11}$, расположенных в районе скв. 51; затем – ловушки в районе скв. 50, а также ловушки пластов $БН_5$ и $БН_{10}$;

– менее перспективными оценивались отложения ачимовской толщи (ловушки поисковых объектов $АчБН_{13}$ и $АчБН_{14}$).

– перспективы поисковых объектов $Ю_{11}$ и $Ю_2$ представлялись невысокими.

II. Скважинные геохимические исследования

1. По материалам газометрии промывочной жидкости и керна поисково-разведочных скв. 50, 51, 61, 62 установлены особенности газонасыщенности (качественный и количественный состав) литолого-стратиграфических подразделений (свит) и поисковых объектов с указанием степени их перспективности.

2. В каждой из четырех скважин выделены интервалы повышенной газонасыщенности, характеризующиеся своеобразным составом и количественным содержанием рассеянных УВГ, предложенных в качестве объектов опробования.

3. На основании проведенных исследований составлена усредненная оптимальная газогеохимическая модель юрско-меловых отложений южного купола Медвежьего месторождения.

4. Выяснено, что верхняя часть разреза, включающая поисковые объекты С (березовская свита) и $ПК_{1\text{-}2}$ (покурская свита) сенонского и апт-сеноманского нефтегазоносных комплексов, характеризуется высоким содержанием метана (более 99,7 % отн.) с незначительной примесью этана. Содержание C_3–C_6 выявлено на уровне следов.

5. Показано, что после сеноманской промышленной залежи верхнего мела в качестве самой продуктивной и перспективной части разреза юрско-меловых образований месторождения рассматривались породы тангаловской свиты нижнего мела (неоком-

ский нефтегазоносный комплекс). Здесь сосредоточены основные поисковые объекты групп АН (1-11) и БН (0-12). Из подавляющего большинства поисковых объектов этого комплекса получены притоки газоконденсата, газа и нефти. Открыты новые залежи газоконденсата и нефти. Эта часть разреза характеризуется очень низким содержанием рассеянного ОВ. Количество $C_{орг.}$ колеблется в пределах 0,10...3,64 %, а средние значения его в поисковых объектах составляют 0,34...2,04 %. Степень катагенеза ОВ скв. 50 [6] соответствует верхней зоне мезокатагенеза ($МК_1$). Качество ОВ очень низкое, соответственно, генерационный потенциал неокомских отложений незначителен (Сг составляет всего 0,29…0,78 %).

По данным ИСУ метана здесь широким распространением пользуются термокаталитические (эпигенетические, миграционные) УВГ со значениями $\delta C^{13}_{CH_4}$ – 52,65…37,10 ‰.

6. Выяснено, что поисковые объекты сортымской свиты $АчБН_{13}$–$АчБН_{15}$ ачимовского НГК и объекты группы Ю тюменской свиты средне-нижнеюрского НГК, слагающие нижнюю часть вскрываемого разреза, характеризуются обильным содержанием ОВ (углефицированные алевролиты, угли). Для них свойственно пониженное содержание метана 93,0...60,5 % отн. и высокая концентрация более тяжелых УВ состава C_2–C_6. По итогам проведенных испытаний указанные поисковые объекты оказались водонасыщенными, в лучшем случае с пленкой нефти или растворенного газа, либо "сухими". Отсутствие притока УВ из этих объектов обусловлено весьма низкими коллекторскими свойствами рассматриваемых отложений, что хорошо подтверждается материалами интерпретации данных ГИС, выполненной по всем четырем скважинам для этой части разреза. Кроме того, представляется, что отсутствие притока из рассматриваемых объектов, может быть обусловлено и определенными нарушениями самой технологии испытания коллекторов, обладающих такими низкими ФЭС.

III. По результатам работ, проведенных нами совместно с ООО "Газпром добыча Надым" в пределах южного купола Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения было выполнено сопоставление данных наземных исследований с материалами скважинных наблюдений, в частности, по оценке степени перспективности поисковых объектов в скв. 50, 51, 61 и 62. Данные сопоставления свидетельствуют о хорошем подтверждении прогноза, сделанного нами ранее по материалам наземных работ 2002 г. Представляется, что этот факт лишний раз подтверждает тезис о целесообразности опережающего проведения наземных геохимических исследований до начала дорогостоящих сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стадник Е.В. Наземные геохимические нефтегазопоисковые съемки: сб. / ВНИИГеоинформсистем. – М., 1987.

2. Старобинец И.С. Мурогова Р.Н. Особенности распределения и миграции углеводородных газов в карбонатно-эвапоритовых формациях // Геология нефти и газа. – 1984. – № 9.

3. Условия формирования непромышленных скоплений УВГ в непродуктивных отложениях полуострова Ямал и геохимические методы диагностики их природы / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, Р.М. Шайдулин, В.Т. Гудзенко. – М., 2004.

4. Нефтегазопоисковые геохимические исследования в южной части Медвежьей площади / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, Г.И. Облеков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2006. – № 1.

5. Газометрические исследования юрско-меловых отложений месторождения Медвежье / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, Г.И. Облеков и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2007. – № 3.

6. Зубков М.Ю., Маринин В.И., Облеков Г.И. Степень катагенеза, а также соотношение нефтегенерационных и емкостных свойств юрских и неокомских отложений Медвежьего и Уренгойского месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2005. – № 8.

7. Отчет о науч. исслед. работе по договору 218/2007 / Ю.И. Тырцов, А.А. Нежданов, С.А. Скрылев и др. – Тюмень, 2007.

8. Чудецкий М.Ю. Индикаторы бактериального участия в процессах формирования скоплений углеводородов: Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. – М., 2004.

9. Облеков Г.И., Поляков В.Б. Газоконденсатные исследования скважин в период подготовки к опытно-промышленной эксплуатации залежи: материалы НТС ОАО "Газпром". – Ухта, 2001 – М., 2002.

10. Проект поисково-разведочных работ в меловых и юрских отложениях Медвежьего месторождения на основе переработки и переинтерпретации сейсморазведочных материалов / А.А. Нежданов, Н.А. Туренков, С.Н. Чуйков и др. – Тюмень: ООО "ТюменНИИгипрогаз", 2002.

11. Положение об этапах и стадиях геолого-разведочных работ на нефть и газ. – 2007.