

погруженной зоне отражающего горизонта Т₁₋₁₁ (пласт ЮН₂, средняя юра). В его пределах пройдено четыре сейсмогеохимических профиля (профили 11, 12, 31, 38). Хотя в пограничной зоне этого объекта и зафиксированы самые высокие концентрации бутана, гексана и их контрастностей, его опробование проведено по редкой сети наблюдений, т. е. некондиционно. К тому же здесь было отобрано всего 36 проб. В дополнение к сказанному следует отметить, что границы объекта в его северной части остались незамкнутыми. Учитывая изложенное, объект Т₁₋₁₁ можно отнести к объектам с невыясненными перспективами. Для окончательного решения этого вопроса необходимо провести комплекс дополнительных геохимических и геофизических исследований.

УДК 550.84:543.27 (571.1)

НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫЕ ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ЮЖНОЙ ЧАСТИ МЕДВЕЖЬЕЙ ПЛОЩАДИ

В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, Г.И. Облеков, Р.М. Шайдуллин, В.Т. Гудзенко
(ЗАО «НПЦ «Геохимия», ООО «Надымгазпром»)

Рассматриваемая площадь расположена в пределах Медвежьего вала, являющегося одноименным многозалежным месторождением. 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 [11].

В связи со сложившейся ситуацией А.А. Неждановым и др. (ООО «ТюменНИПИгипрогаз») в 2000–2002 гг. была выполнена переобработка и перепретерпетрация материалов сейсморазведки МОВ ОГТ СП 28, 42, 64/89-90, данных ГИС и поверхностных газогеохимических исследований в меловых и юрских отложениях Медвежьего месторождения [10]. Это позволило выявить и закартировать поисковые объекты в отдельных пластах меловых, юрских и палеозойских отложений.

В палеозойском нефтегазоносном комплексе выделенные поисковые объекты приурочены к коре выветривания и распространены в западной части Медвежьей площади.

В нижне-среднеюрском нефтегазоносном комплексе выявлены поисковые объекты в пластах Ю₁₁ (сводовая часть Южно-Медвежьего поднятия) и Ю₂ (базальная часть трансгрессивной толщи – антиклинальные ловушки Медвежьего куполовидного поднятия). В верхнеюрском нефтегазоносном комплексе возможны ловушки двух типов: структурно-литологические с гранулярными коллекторами и сложные, тектонические и структурно-литолого-тектонические с

Таким образом, по комплексу геохимических критериев и данных сейсморазведки установлено, что наиболее перспективными являются объекты Т-40 и У₃₀₋₃₂₍₁₎, несколько ниже перспективы нефтегазоносности объектов У₃₀₋₃₂₍₂₎ и У₂₈₋₃₀, и гораздо ниже перспективы объекта У₃₀₋₁₈. Объект Т₁₋₁₁ отнесен к объектам с невыясненными перспективами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Миротворский М.Ю., Бондарев В.Л., Гудзенко В.Т. и др. Отчет по договору I/2003 на проведение поисково-оценочных геохимических исследований по сейсмозрывным скважинам на Нерутинской площади. – М., 2004.
2. Основы теории геохимических полей углеводородных скоплений / И.С. Старобинец, А.В. Петухов, С.А. Зубайраев и др. – М.: Недра, 1993.

тектонически обусловленными трещинными пелитовыми коллекторами. В пределах Медвежьей площади эти ловушки по данным сейсморазведки картируются крайне неоднозначно.

Б отложениях ачимовского нефтегазоносного комплекса выявлены поисковые объекты в пластах БН₁₄ (клиноватема и фондотема комплекса) и БН₁₃.

В неокомском нефтегазоносном комплексе установлены поисковые объекты, приуроченные к пластам БН₁₂, БН₁₁, БН₁₀, БН₈, БН₇, БН₅. Ловушки указанных пластов имеют преимущественно сводовый тип и осложнены литологическими и тектоническими экранами.

Апт-сеноманский нефтегазоносный комплекс включает сеноманские газовые залежи, являющиеся на сегодняшний день основными объектами разработки Медвежьего месторождения. Пласти ПК₁–ПК₄ сеномана представлены толщей песчано-алевролитовых пород с прослоями глини. Покрышка продуктивной толщи сеномана служат глины кузнецкой свиты.

Помимо перечисленных нефтегазоносных комплексов, заслуживают внимания отложения бересовской свиты (сенон), где по данным ГИС на контакте опок и кремнистых трещиноватых глин в кровле нижней подсвиты и глин в подошве верхней подсвиты зафиксирована повышенная газонасыщенность. Закартированные поисковые объекты имеют различные размеры и в плане частично или полностью перекрывают друг друга, а также образуют отдельные самостоятельные области распространения (рис. 1). Так, размеры сеноманских залежей пластов ПК₁–ПК₄ достигают 80 км в длину и 20...26 км в ширину. Поисковые объекты нижнего мела и юры имеют зна-

чительно меньшие размеры (длина 6...24 км, ширина 6...12 км), нежели сеноманские продуктивные залежи, и приурочены к локальному поднятию месторождения – Южно-Медвежьей площади.

Однако при выявлении и прогнозе поисковых объектов даже в хорошо изученных отложениях мезозоя часть залежей может быть пропущена. Так, по данным О.В. Бакуева [1], пропуск залежей возникает по причинам некорректного модельного представления ловушки, прогноза ее типа и границ распространения, недостаточной достоверности прогноза координат локального скопления, определяемого геолого-геофизической изученностью и точностью построения; из-за проблем с определением типа коллектора, границ эффективной зоны резервуара, так как достоверность нефтегазоносности в зонах эффективного и линзовидного строения коллектора и покрышки различна; вследствие субъективности прогноза залежи, т. е. прогноза условий, благоприятных для формирования залежей и их сохранности; неполного использования косвенной геологической информации о наличии залежей на основе изучения формирующих ее аномалий различных полей, в том числе и неиспользования геохимической информации, получаемой на различных уровнях зондирования как в приповерхностных отложениях (верхняя зона геохимического зондирования), так и в глубокозалегающих горизонтах (нижняя геохимическая зона).

Кроме того, достоверность самих сейсмоструктурных построений не всегда является обоснованной. Так, по данным Ю.П. Бевзенко и Ю.М. Долгих [3], среднеквадратичная погрешность сейсмоструктурных построений, определяемая последующим бурением скважин, в большинстве случаев находится на уровне ± 15 м, в то время как амплитуда малоразмерных объектов, наиболее часто выявляемых сейсморазведкой, не превышает 15 м.

Из материалов многочисленных публикаций следует, что достоверность прогноза нефтегазоносности поисковых объектов дает максимальный эффект только при комплексировании геологической, геофизической (полевая и промысловая геофизика) и геохимической информации и ее совместной интерпретации.

На рассматриваемой площади геохимические работы включали съемку по шламу скважин мелкого бурения (глубиной 1,5 м), а также по подпочвенному воздуху, накопленному на сорбенте.

Геохимические исследования по шламу скважин мелкого бурения

Эти исследования были проведены по трем региональным (*A-A*, *B-B*, *C-C*) профилям субширотно-

го простирации (расстояние между профилями 6...8 км). Часть профилей выходила за пределы контура газоносности сеноманских залежей (рис. 2). Кроме того, над центральной частью площади (район поисково-разведочных скв. 50 и 51), в области наибольшего распространения поисковых объектов ачимовской толщи (пласти БН₁₄, БН₁₃) и неокома (пласти БН₁₁, БН₁₀, БН₈, БН₇, БН₅), 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 [8].

По итогам проведенных исследований можно отметить следующее.

В поверхностных отложениях наблюдается определенная дифференциация геохимического поля углеводородных газов, что позволило выделить три различные области содержания УВГ: законтурную (расположенную за контуром развития сеноманских залежей), контурную (область распространения сеноманских залежей пласта ПК₁) 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 концентраций УВГ в контуре газоводяного контакта пласта ПК₁ значительно выше (в 60 раз и более по метану и в 1,4...2,0 раза по C₂-C₄ пред. и C₅-C₆), чем за его пределами.

Как и на других поисковых площадях Западной Сибири, в составе сортированных УВГ поверхностных отложений Медвежьей площади преобладает метан. Его концентрация варьирует в пределах 0,47...6,67487,3 $\times 10^{-4}$ см³/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.

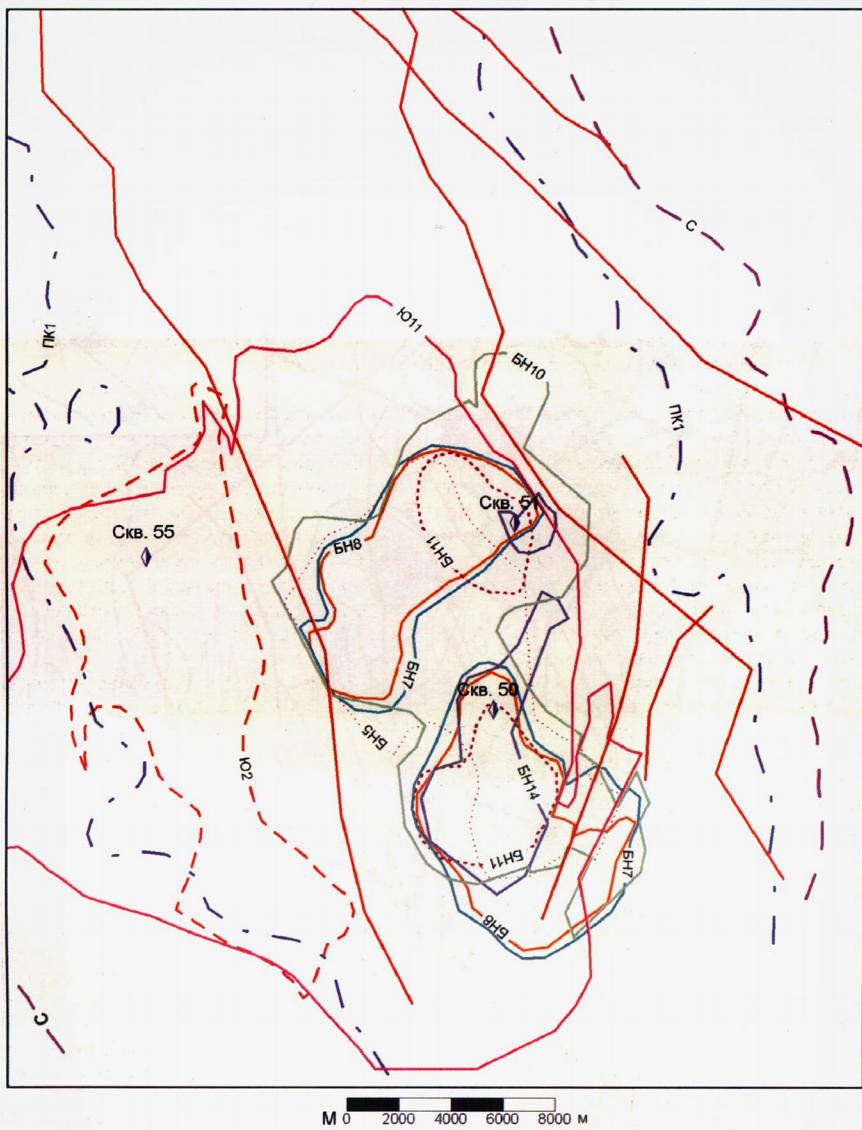
По итогам работ, проведенных на рассматриваемой площади, были выделены два типа газогеохимических аномалий.

Аномальные поля первого типа характеризуются высокими содержаниями метана, этана, пропана и бутана, а также повышенными значениями отношений C₃H₈/C₂H₆, C₄H₁₀/C₄H₈, i-C₄H₁₀/n-C₄H₁₀, по которым хорошо отбивается контур ГВК пласта ПК₁ на восточном и западном флангах месторождения Медвежье. Контрастность этана в восточной части пло-

Таблица 1

Распределение средних значений газогеохимических показателей по выделенным областям

Области	Кол-во проб	$n \cdot 10^{-4}$ см ³ /кг										
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	C ₂ -C ₄ пред.	C ₂ -C ₄ непрел.	C ₅ -C ₆	C ₅ -C ₆ непрел.
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	680,20	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



Условные обозначения:

	Разломы, трассируемые в сеноманских отложениях
	Проектные скважины

Рис. 1. Схема расположения поисковых объектов на Медвежьем месторождении

Стратиграфическая привязка перспективных нефтегазоносных объектов на Медвежьем месторождении

Система	Отдел	Ярус	Свита	Подсвита	Перспективные объекты в пластах
Юрская	Меловая	Сантонский	Березовская	Нижнебереговская	C — —
			Сеноманская	Сеноманский нефтегазоносный комплекс	
		Покурский	Покурская		ПК1 — - -
			Неокомский нефтегазоносный комплекс		
		Готеринский	Таштаголовская		БН ₂ ······
					БН ₃ — — —
	Нижний	Беррийский и вапнякоильский	ЕМ ₂		ЕМ ₂ — — —
			БН ₁₀		БН ₁₀ — — —
		Сортымская	Сортымская		БН ₁₄ — — —
			Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс		
			Батский-келловейский	Тюменская	Ю ₂ - - - -
	Средний	Плиссобахский-тогарский	Котухинская	Нижнекотухинская	Ю ₁₁ — — —

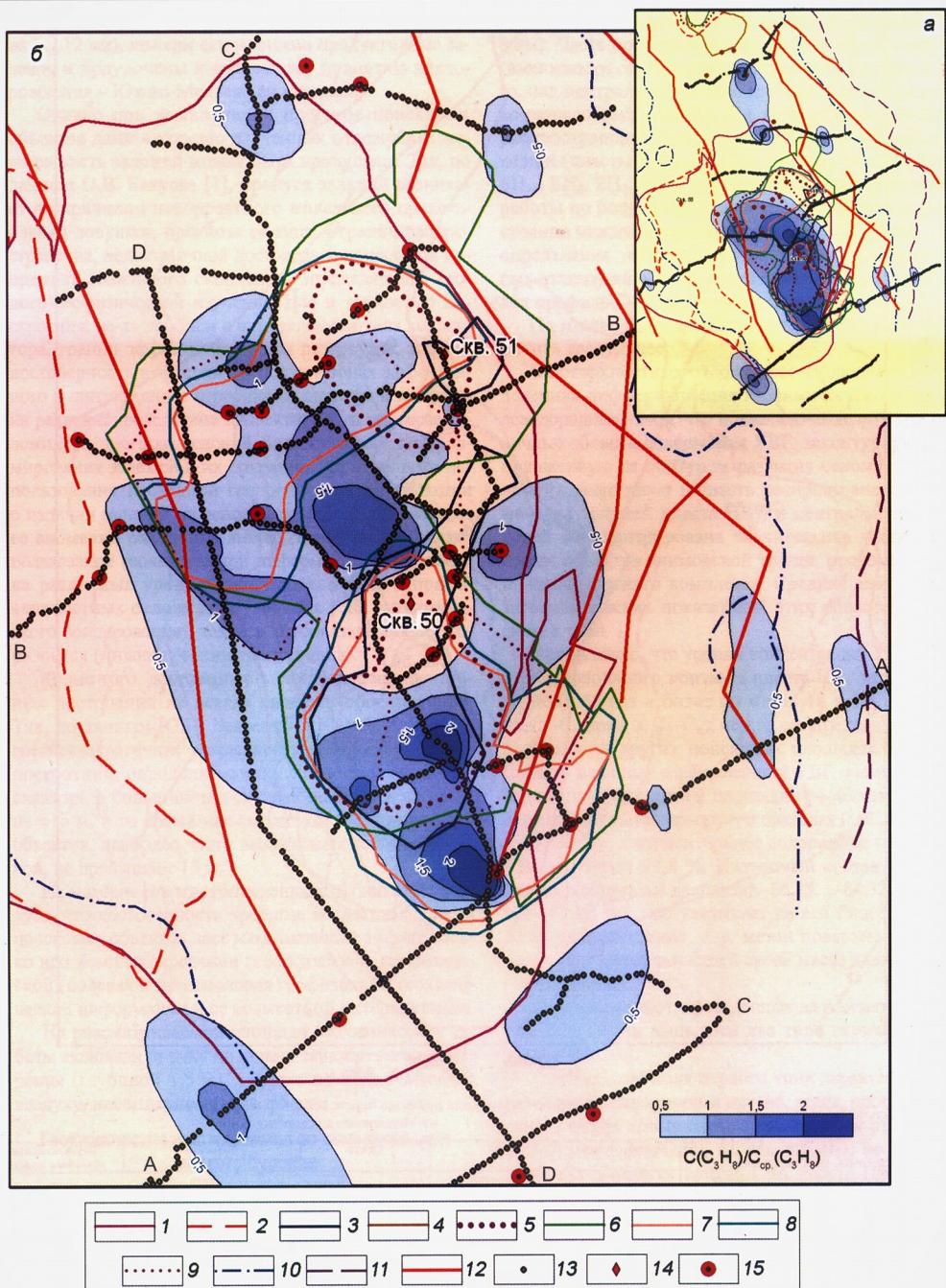


Рис. 2. Распределение отношения концентраций пропана и пропилена в поверхностных отложениях Медvezжьего месторождения, выявленных в масштабе месторождения (а) и поисковых объектов (б):
поисковые объекты: 1 – Ю₁; 2 – Ю₂; 3 – БН₁₄; 4 – БН₁₃; 5 – БН₁₁; 6 – БН₁₅; 7 – БН₈; 8 – БН₅; 9 – БН₃; 10 – ПК₁; 11 – С (сенон); 12 – разломы; 13 – точки геохимического опробования; скважины: 14 – проектные, 15 – разведочные и добывающие

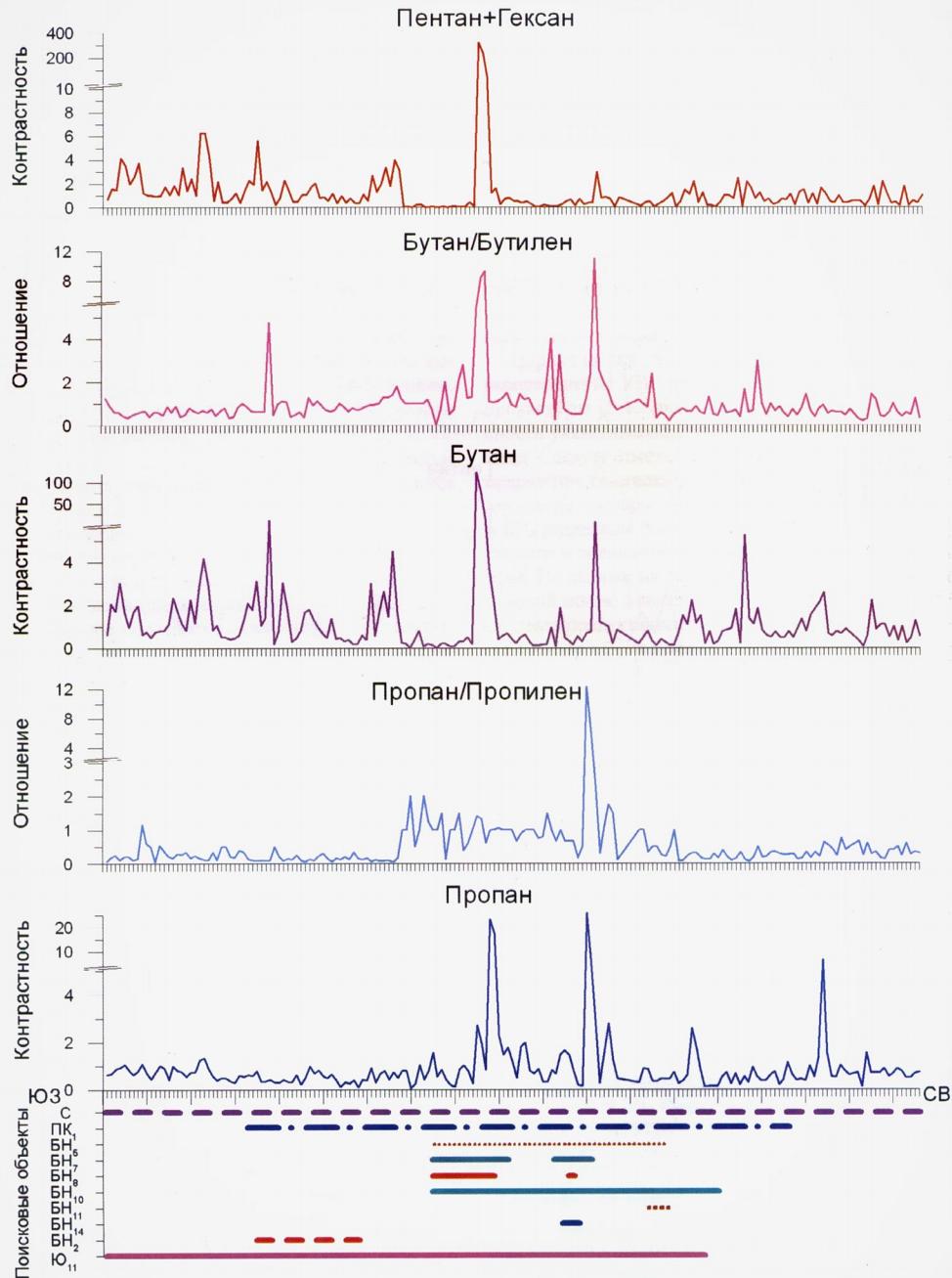


Рис. 3. Распределение геохимических параметров на Медвежьем месторождении по профилю В-В'

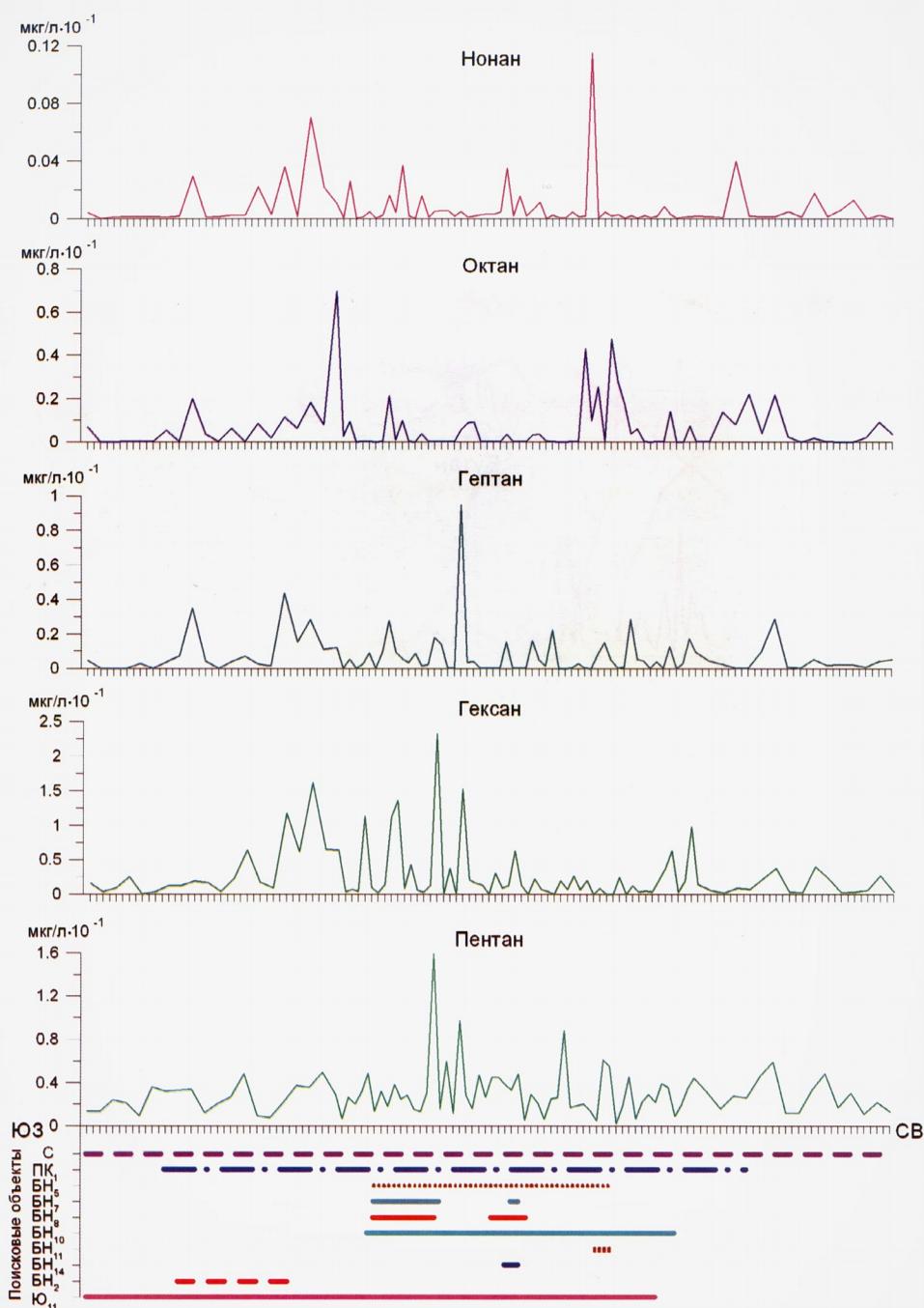


Рис. 4. Распределение содержаний углеводородных газов, накопленных на сорбенте из подпочвенного воздуха
(Медвежье месторождение, профиль B-B)

ди месторождения составляет 12 (среднее 2), пропана – 6 (среднее 1). Западная граница пласта ПК₁ фиксируется по бутану пиком контрастности 10 (среднее 2) и локальным повышением отношения C₄H₁₀/C₄H₈ 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 · 10⁴ см³/кг (среднее 700,63 · 10⁴ см³/кг), C₂–C₄ пред. – от 0,06 до 27,7 · 10⁴ см³/кг (среднее 1,26 × 10⁴ см³/кг), а C₅–C₆ – от 0,03 до 1716,06 · 10⁴ см³/кг (среднее 12,15 · 10⁴ см³/кг). Уровни содержаний УВГ над указанными поисковыми объектами гораздо выше, чем в целом над Медвежьим месторождением. Контрастности аномалий этого типа по различным УВГ высокие: по C₂H₆ – 80, C₃H₈ – 25, C₄H₁₀ – 125, C₅H₁₂ – 250 и C₆H₁₄ – 450. Характерной особенностью аномалий этого типа является преобладание C₂–C₄ пред. над непредельными их формами.

Таким образом, установлено, что по комплексу газогеохимических показателей аномалии над поисковыми объектами ачимовской толщи (пласти БН₁₄, БН₁₃) и неокома (шельфовые пласти БН₁₁, БН₁₀, БН₈, БН₇, БН₅) довольно четко отличаются от аномалий, зафиксированных над областью развития залежей сеномана (пласт ПК₁). 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. 2 приведена карта распределения отношений концентраций пропана к пропилену в поверхностных отложениях месторождения.

Рассмотрим результаты оценки перспектив нефтегазоносности поисковых объектов по данным геохимических исследований.

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Над поисковым объектом Ю₁₁ газогеохимические эффекты не зафиксированы. Над объектом Ю₂ (тыменская свита) повышенные значения контрастности УВГ установлены только над его западной частью (рис. 3). Однако это, скорее всего, обусловлено существенным влиянием пласта ПК₁, поскольку его контур и западная граница объекта Ю₂ здесь совпадают. Представляется, что вероятность обнаружения УВ скоплений в поисковых объектах Ю₁₁ и Ю₂ 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 БН₁₁, БН₈,

БН₇; вторую – объекты БН₁₀, БН₅; третья представлена объектами БН₁₃, БН₁₄. По данным сейсморазведки резервуары, закартированные в отмеченных поисковых объектах, имеют средние размеры 4×10 км.

В районе скв. 51 резервуары поисковых объектов БН₇ и БН₈ оконтуриваются повышенными значениями отношения C₂H₆/C₂H₄. Западная и юго-западная границы этого резервуара четко контролируются повышенными значениями отношений C₃H₈/C₃H₆ (см. рис. 3), C₄H₁₀/C₄H₈. Поисковый объект БН₁₁ имеет несколько меньшие размеры. В районе скв. 51 он закартирован под северо-восточными частями резервуаров пластов БН₇ и БН₈. По величине отношения C₂H₆/C₂H₄ общее концентрическо-зональное геохимическое поле здесь распадается на две части. Внутренняя его часть как раз и оконтуривает резервуар пласта БН₁₁ по его периферии.

В районе скв. 50 концентрическая зональность распределения УВГ резервуаров пластов БН₇ и БН₈ проявляется менее четко. Перспективы нефтегазоносности указанных объектов представляются невысокими. Следует отметить, что почти на всех картах распределения газогеохимических критериев северные и южные резервуары поисковых объектов пластов БН₇ и БН₈ разделены повышенными значениями контрастности и величиной отношения C₂H₄ пред./C₂H₄ не-пред. По данным наземных газогеохимических исследований можно с высокой степенью вероятности предполагать продуктивность поисковых объектов пластов БН₇, БН₈ и БН₁₁ в районе скв. 51 и с меньшей вероятностью – в районе скв. 50.

Области распространения поисковых объектов пластов БН₅ и БН₁₀ 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 C₂H₆ и C₃H₈, а также по отношениям C₂H₆/C₂H₄ и C₃H₈/C₃H₆. Чаще всего это локальные, разобщенные поля изометрической формы в районе южных и северных границ объектов (см. рис. 2). Отдельные точки высокой контрастности по метану, этану, пентану и гексану отмечаются в районе северо-восточной и восточной границ объекта БН₁₀.

В отложениях ачимовской толщи сейсморазведкой закартированы две ловушки. В районе скв. 50 контур ачимовского резервуара пласти БН₁₄ близок к контуру объектов БН₇ и БН₈. Западная и северо-западная границы распространения этого резервуара в общих чертах совпадают с областью повышенных значений отношений C₂H₆/C₂H₄ и C₃H₈/C₃H₆. Восточная и в большей мере юго-восточная границы рассматриваемого резервуара контролируются повышенной контрастностью C₄H₁₀ и C₅H₁₂. 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 БН₁₄ представляется относительно хорошей.

Геохимические исследования по подпочвенному воздуху, накопленному на сорбенте

Помимо стандартных газогеохимических исследований по шламу скважин мелкого бурения, регламентируемых руководящими документами по проведению нефтегазопоисковых геохимических исследований [12, 13], были выполнены опытно-методические работы с отбором проб подпочвенного воздуха на сорбенте.

В основе этого метода лежит использование высокоеффективного комбинированного сорбента, который позволяет накапливать практически весь спектр углеводородных соединений, находящихся в подпочвенном воздухе. Подпочвенный воздух извлекался из неглубоких (20...30 см) шпурков 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 критерии 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 (цикlopентан, циклогексан) УВ и др. По распределению концентраций метана, этана, пропана и бутана на исследуемом профиле каких-либо ярко выраженных всплесков не наблюдается. Появление же углеводородов состава C_5-C_9 характеризуется более контрастным распределением, что хорошо видно на рис. 4. Так, аномальные концентрации пентана наблюдаются в центральной части профиля над поисковыми объектами BH_7 , BH_8 и BH_{11} . При сглаживании результатов наблюдения отмечается широкая аномалия, соответствующая местоположению залежей более глубоких горизонтов. Единичная аномалия по гексану тяготеет к западным границам контуров объектов BH_7 , BH_8 , BH_{10} , BH_{11} . Незначительная аномалия по гексану приурочена к восточному краю объекта BH_{10} . Аномалии по гептану с некоторым смещением к западу приурочены к контурам объектов BH_7 , BH_8 , BH_{10} , BH_{11} . По октану и нонану наблюдаются две хорошо выраженные аномалии. В западной части профиля центры аномалий практически полностью совпадают с западным контуром объектов BH_7 , BH_8 , BH_{10} , BH_{11} . Вторая, более протяженная, аномалия совпадает с восточным флангом контуров поисковых объектов BH_5 , BH_{11} , BH_{14} и, вероятно, объектов BH_7 и BH_8 .

Таким образом, наибольший эффект при атмогеохимической съемке по подпочвенному воздуху с использованием сорбента 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 этого метода в нефтегазопоисковых целях пока недостаточен для более обоснованных выводов. Тем не менее представляется, что рассматриваемый метод можно использовать при выполнении наземных геохимических работ и на других поисковых площадях Западной Сибири.

Выводы

1. В качестве наиболее перспективных объектов рассматриваются ловушки пластов BH_7 , BH_8 и BH_{11} , расположенных в районе скв. 51, затем ловушки в районе скв. 50, а также ловушки пластов BH_5 и BH_{10} .

2. Менее перспективными представляются отложения ачимовской толщи (ловушки поисковых объектов BH_{13} и BH_{14}). Помимо материалов геохимических исследований, на возможную перспективность ачимовских отложений указывают приток газоконденсата и пленки нефти с водой в скв. 32 и 1001 (площадь Медвежья), обнаружение в этих отложениях нефтяных залежей на Восточно-Медвежьем и Ямбургском месторождениях, а также газоконденсатных скоплений на Ямсовском месторождении. По данным Н.Н. Соловьева, В.А. Кузьминова, Л.С. Салиной и Л.В. Пименовой [14], в районах (север Западно-Сибирского НГБ и, в частности, Надым-Пурской НГО), характеризующихся средними и высокими значениями показателя субвертикальной флюидопроницаемости (в наибольшей степени обусловленной тектонической дезинтеграцией пород осадочной толщи), вероятность встречи месторождений в отложениях ачимовской толщи возрастает в 2,5 раза по сравнению с районами низких значений этого показателя.

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

4. Загрязнение поверхностных отложений техногенными УВ вблизи линий газопровода (профиль D-D) не обнаружено.

Заключение

1. Исследованиями установлено, что газовое поле поверхностных отложений Западно-Юбилейной, Нерутинской и Медвежьей площадей неоднородно. Локальная неоднородность, скорее всего, обусловлена наличием в юрско-меловых отложениях исследуемых площадей залежей УВ различного фазового состояния. Ранее на эту особенность распределения УВ в поверхностных отложениях Западной Сибири указывали В.И. Бгатов, Н.М. Кужельный, Н.А. Лизалек и др. [2]. Так, поверхностные отложения изученных ими площадей в значительной мере обогащены газообразными, особенно C_2-C_6 , углеводородами, в составе кото-

рых преобладает метан биогеохимического (сингенетического) происхождения. По их мнению, это связано с присутствием на глубине газонефтяных и газоконденсатных залежей. Повышенное содержание УВГ в определенной степени обусловлено интенсивной заболоченностью территории, в результате чего при разложении ОВ происходит синтез метана. Поступающие в верхние горизонты углеводороды в окислительных условиях преобразуются в оксид и диоксид углерода. По заключению В.И. Братова и др. [2], газовый режим геологического субстрата растительного покрова определяется тектоникой, гидрогеологическими, геоморфологическими и литологическими особенностями экосистем, присутствием на глубине угленосных и нефтегазоносных отложений, а интенсивность поступления глубинных газов в верхнюю зону литосферы контролируется космическими факторами.

2. Выяснено, что в составе сорбированных УВГ преобладает метан, подавляющая масса которого имеет биогеохимическое происхождение (ИСУ метана –62,1...–90,6 %). В гораздо меньших количествах присутствуют предельные УВ состава C_2 – C_6 . Концентрация непредельных C_2 – C_4 незначительна. Установлено, что УВГ в поверхностных отложениях образуют высококонтрастные геохимические аномалии. Причем их можно хорошо дифференцировать на аномалии, связанные с влиянием залежей УВ разного возраста. Так, на Медвежьей площади по комплексу газогеохимических показателей наблюдаются довольно четкие и значимые различия в составе УВГ аномалий поверхностных отложений, развитых над поисковыми объектами ачимовской толщи (пласти BH_{13} , BH_{14}) и неокома (пласти BH_5 , BH_7 , BH_8 , BH_{10} , BH_{11}) и аномалий, установленных над сеноманскими залежами.

3. По данным изотопного анализа углерода метана, в составе УВГ поверхностных отложений выделяются следующие генетические типы газов: биохимические, или сингенетические (–62,10...–90,60 %), миграционные, или эпигенетические (–34,20...–48,70 %), и смешанные (–48,70...–67,50 %).

4. Для наиболее эффективного использования наземных газогеохимических исследований при ГРР на нефть и газ их необходимо проводить в комплексе с сейсморазведкой и бурением. При этом геохимические работы можно выполнять или одновременно с сейсморазведкой, или раздельно, но обязательно по линиям ранее отработанных сейсмопрофилей. Данные поверхностных геохимических исследований необходимо интегрировать совместно с материалами сейсморазведки. Многолетние исследования, проведенные на территории Западной Сибири А.А. Неждановым (ООО «ТюменНИИгипрогаз»), показали, что только при таком комплексировании можно добиться хороших результатов в этом направлении. Накопленный опыт работ позволил ему высказать положение о том, что на неизученных бурением территориях (в первую очередь в пределах крупных впадин) при выявлении перспективных ловушек по сейсморазведочным данным (в том числе и в ачимовском комплек-

се) необходима постановка рекогносцировочных (ориентационных) поверхностных газохимических исследований в той или иной модификации. Бурение целесообразно проводить на участках, где достоверно выявлены углеводородные аномалии, подтверждающие перспективность ловушек, подготовленных сейсморазведкой МОГТ [9].

5. Анализ данных о геологическом строении этой части Западной Сибири показал, что Западно-Юбилейная, Медвежья и Нерутинская площади располагаются в области интенсивной тектонической мобильности, проявившейся в деструкции литосферы, т. е. нарушении ее целостности. Геологические объекты, наиболее четко отражающие процесс деструкции – это трещины и разломы различных иерархических уровней или их разноориентированные сочетания, образующие в литосфере разноранговые разломно-блоковые структуры [16].

По данным А.Э. Конторовича и др. [5], даже большая часть сеноманских залежей тяготеет не только к высокоамплитудным кайнозойским разломам, но и сосредоточена в антиклинальных структурах, сформировавшихся синхронно с разрывными нарушениями.

Как отмечает Л.Ю. Кожина [4], расположение месторождений углеводородов в пределах рассматриваемой территории контролируется каркасом Надым-Пурского междуречья.

Исследования В.А. Кузьминова, Н.Н. Соловьева и др. [6, 14] показали, что север Западно-Сибирского НГБ характеризуется весьма высокой и крайне неравномерной дифференциацией по степени тектонической раздробленности и, соответственно, вертикальной флюидопроницаемости осадочной толщи. Флюидопроницаемость определяется уровнем тектонической мобильности изучаемой территории. По мере возрастания флюидопроницаемости осадочной толщи происходит закономерное изменение фазового состояния УВ в залежах – чисто газовые и нефтяные месторождения сменяются месторождениями «смешанного» нефтегазоконденсатного типа; ухудшаются условия консервации газовой составляющей скоплений УВ, что в предельных случаях приводит к полной потере газа; возрастает вероятность встречи месторождений в плотных коллекторах типа ачимовских отложений. По данным полевой геофизики и бурения, в пределах Надым-Пурской НГО выявлены тектонические нарушения, а также многочисленные системы трещин. Здесь активно проявляются неотектонические движения, способствовавшие значительному вздымаанию ряда структур в течение почти всего четвертичного периода. Суммарные амплитуды новейших поднятий достигают десятков метров. Тектонические нарушения и зоны трещиноватости обладают повышенной проницаемостью главным образом в местах пересечения нарушений различной ориентировки. При этом флюидопроводимость, как и другие физические свойства геологической среды, изменяется во времени, что находит отражение в интенсивности миграции, фильтрации и диффузии газооб-

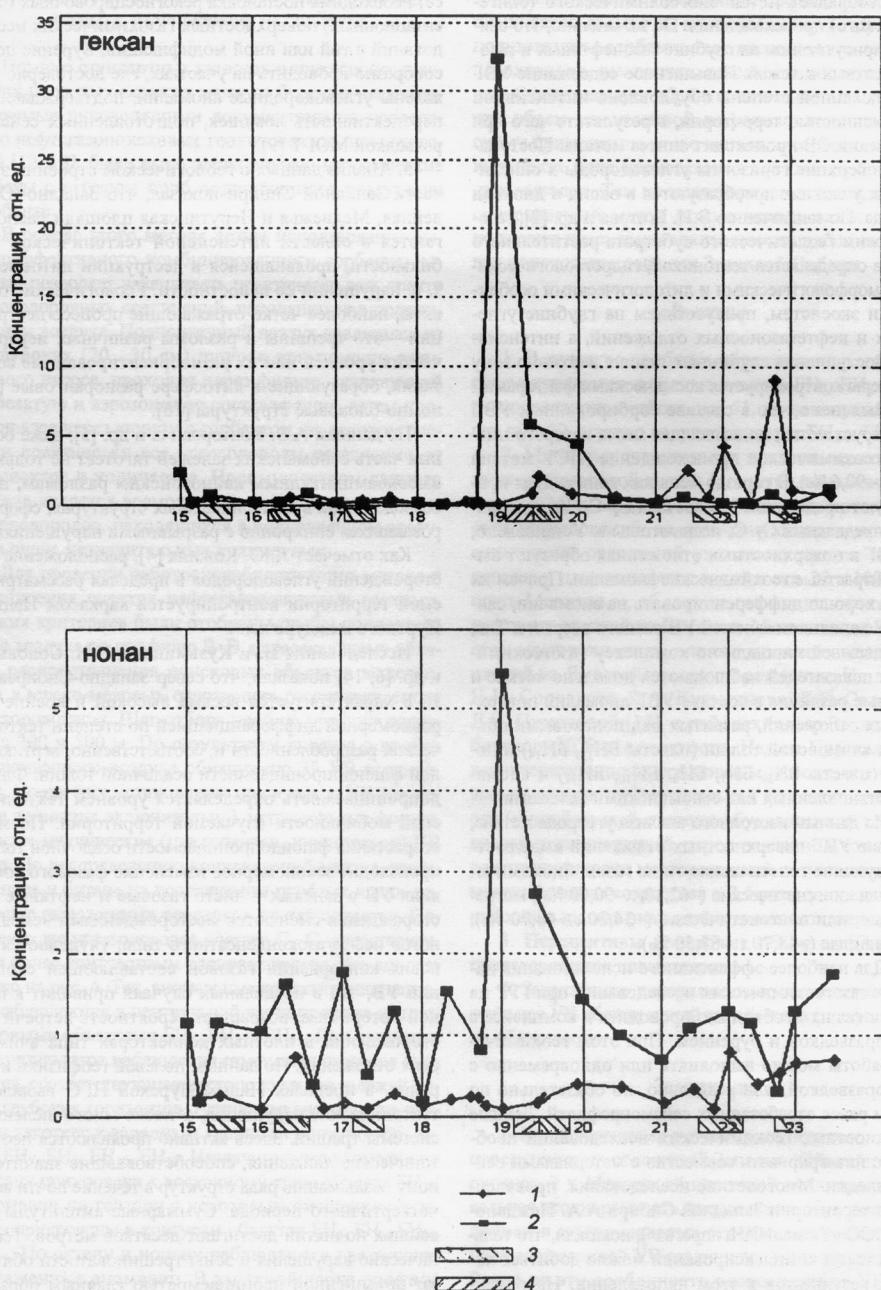


Рис. 5. Графики распределения концентраций гексана и нонана вдоль широтного профиля 8 (Михайловская площадь, Тюменская область) до (1) и после (2) проведения сейсмических работ, 3, 4 – области пересечения профилей с региональными (3) и локальными (4) динамически напряженными зонами (по данным работы [7])

разных УВ систем. В этом отношении показательными являются экспериментальные работы, проведенные Ю.А. Курьяновым, В.З. Кошкаровым, И.А. Чиркиным и А.Ю. Белоносовым [7] на Михайловской площади юга Тюменской области. Ими изучалось воздействие взрывов на геосреду при проведении сейсморазведки. Предполагалось, что при взрывных работах за счет вспышки осадочных пород по ослабленным зонам региональной трещиноватости, разломам, являющимся путями миграции глубинных флюидов, должно происходить увеличение и усиление процесса переноса теплового и флюидного потоков. С этой целью из всего комплекса геохимических параметров этими исследователями были выбраны быстроизменяющиеся компоненты – наиболее легкие и подвижные УВ, такие, как гексан, гептан, бензол и др. В результате было установлено, что концентрации аренов (бензола, толуола, ксиола) и *n*-алканов (гексана, гептана, октана, ионана) в снежном покрове являются надежными нефтегазопоисковыми показателями. Эксперимент заключался в отборе геохимических проб вдоль сейсмических профилей до начала взрывных работ (фоновые измерения) и после их проведения. Начальные измерения и анализы были выполнены в декабре 2002 г., конечные – в марте 2003 г. Пробы отбирались в снежном покрове. На рис. 5 показано, как изменились содержания гексана и ионана. Из рис. 5 видно, что наибольшие изменения этих критериев происходят вблизи и непосредственно в зонах разломов – динамически напряженных зонах. На основании результатов выполненных работ авторы отмечают, что при возмущении равновесного состояния геосреды происходит изменение макро- и микроструктуры горных пород. Изменение напряженно-деформированного состояния, вызванное взрывным воздействием на среду, приводит к изменению параметров трещиноватости: густоты и раскрытии трещин, а также к изменению свойств порового флюида, увеличению и усилению процессов переноса теплового и флюидного потоков по разломам и зонам трещиноватости.

Как видно из вышеизложенного, роль тектонической мобильности рассматриваемой территории в перераспределении УВ весьма существенна. Следовательно, наличие разноориентированных, разноранговых систем разломов и трещин в осадочных образованиях Надым-Пурской НГО способствует формированию многочисленных флюидопроницаемых зон и значительным масштабам миграции по ним углеводородов, в том числе и газообразных, из глубоко-погруженных залежей в приповерхностную зону геохимического зондирования. Как показал опыт работ ЗАО «НПЦ «Геохимия», проведенных на трех названных площадях, миграционные УВГ хорошо фиксируются геохимическими методами исследований.

6. Для опробования, отработки и практического внедрения новых видов и методик геохимических исследований представляется целесообразным создание в пределах рассматриваемого региона эталонного или опытного полигона. В соответствии с регламентны-

ми документами на проведение нефтегазопоисковых геохимических исследований [12, 13] в пределах конкретного региона (крупной структуры, нефтегазонной области и др.) предусматривается создание эталонных объектов или опытных полигонов, на которых опробуются уже известные и вновь разрабатывающиеся методики и технологии. Организация эталонных (опытных) полигонов имеет целью решение ряда задач: создание постоянно действующей геолого-геохимической модели эталонного объекта (месторождения, нефтепродуктивной площади); определение специфики разреза в плане распределения и физико-химических свойств геохимических полей на различных уровнях геологического среза; выделение зон аккумуляции УВ и установление следов их миграции; геохимический прогноз продуктивности разреза.

Представляется, что в Надым-Пурской НГО таким полигоном может считаться месторождение Медвежье. В силу сложившейся ситуации ранее на нем (2002–2004 гг.) ЗАО «НПЦ «Геохимия» совместно с ООО «Надымгазпром» были проведены наземные геохимические съемки по шламу сейсмозрывных скважин (глубиной 12,0 м) и скважин мелкого (глубиной до 1,5 м) бурения, а также по углеводородам, накопленным на сорбенте (верхняя зона геохимического зондирования). Кроме того, была выполнена газометрия бурого раствора (в меньшей степени керна) трех поисково-разведочных скважин (скв. 50, 51, 52). Следует отметить, что на необходимость создания такого полигона на месторождении Медвежье (но уже для решения других задач) говорилось и на заседании учченого совета ООО «ВНИИГАЗ» (апрель 2004 г.), посвященном обсуждению «Стратегии разработки уникальных сеноманских залежей месторождений Западной Сибири на поздней стадии». В частности, в решении этого заседания отмечалось: «...считать необходимым создание опытных полигонов на объектах добычи сеноманского газа Западной Сибири в первую очередь на месторождении Медвежье с целью апробации новых технических средств и технологий извлечения низконапорного газа» [15].

Таким образом, по итогам проведенных исследований можно сделать вывод, что использование геохимических методов в комплексе с сейсморазведкой и совместная интерпретация полученных результатов являются на данном этапе наиболее рациональным способом выявления и оценки перспектив нефтегазонности поисковых объектов в юрско-меловых отложениях с последующей их классификацией (разбраковкой и ранжированием). Представляется, что такой подход в определенной мере будет способствовать оптимизации нефтегазопоисковых работ и повышению их эффективности в северной части Западной Сибири. Тем более что положительный опыт такого комплексирования геохимических и геофизических исследований уже имеется.

Авторы выражают свою искреннюю признательность и благодарность зав. отделом геолого-геофизического мониторинга ООО «ТюменНИИгипрогаз»

А.А. Нежданову за консультации по вопросам интерпретации геохимической и геолого-геофизической информации указанных выше площадей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бакуев О.В. Прогноз залежей нефти и газа в мезозойских отложениях освоенных районов Западной Сибири: Автoref. канд. дис. – СПб., 2003. – 22 с.
2. Глубинные газы в зоне минерального питания экогеосистем юга Западной Сибири и их влияние на развитие болот / В.И. Батров, Н.М. Кужельный, Н.А. Лизанек и др. // Геология и разведка. – 2003. – № 11-12. – С. 86–91.
3. Бевзенко Ю.П., Долгих Ю.М. Пути повышения точности построения геологических моделей залежей в Западной Сибири с использованием сейсморазведки // Геолого-геофизическая науч.-практик. конф. ЗапСибОЕДГО (тез. докл. и выступлений). – Тюмень, 2000.
4. Косякова Л.Ю. Геоинформационное моделирование геологического строения и закономерностей размещения месторождений углеводородов в пределах Надым-Пурского междуречья (север Западной Сибири): Автoref. канд. дис. – М., 2003.
5. Современная структура, история тектонического развития и нефтегазоносность осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А.Э. Конторович, С.А. Беляев, В.А. Конторович, В.О. Красавчиков // Материалы Всерос. сов., посвященного 90-летию акад. Н.А. Шило. – Магадан, 2003.
6. Кузьминов В.А. Прогноз тектогенной неоднородности нефтегазоносных юрских и неокомских пород севера Западной Сибири с использованием материалов спутниковых съемок: Автoref. канд. дис. – М., 2004.
7. Пространственно-временные изменения трещиноватости геосреды при внешних воздействиях / Ю.А. Курьянин, В.З. Кокшаров, И.А. Чиркин, А.Ю. Белоносов // Мате-
- риалы, посвященные 90-летию акад. Н.Н. Пузырева. – Новосибирск, 2004.
8. Отчет по договору 2002/1474 на проведение поисково-оценочных геохимических исследований Медвежьего вала / М.Ю. Миртовский, В.Л. Бондарев, М.Г. Шмонов, В.Б. Зверева. – М., 2002.
9. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири (на примере Самбургско-Уренгойской зоны) / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. – М., 2000.
10. Проект поисково-разведочных работ в меловых и юрских отложениях Медвежьего месторождения на основе переобработки и перинтерпретации сейсморазведочных материалов / А.А. Нежданов, Н.А. Туренков, С.Н. Чуйков, А.Ф. Озев и др. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2002.
11. Облеков Г.И., Поляков В.Б. Газоконденсатные исследования скважин в период подготовки к опытно-промышленной эксплуатации залежи // Материалы научно-технического совета ОАО «Газпром», г. Ухта, ноябрь 2001 г. – М., 2002. – Ч. 2.
12. РД41-06-138-91. Технология нефтегазопоисковых геохимических исследований уровня «Земля».
13. РД41-06-139-91. Технология нефтегазопоисковых геохимических исследований уровня «Скважина».
14. Прогноз зон тектогенного разуплотнения низкотроницируемых нефтегазоносных пород с использованием материалов космических съемок (на примере ачимовской толщи в Западной Сибири) / Н.Н. Соловьев, В.А. Кузьминов, Л.С. Салина, Л.В. Пимонова – М.: ОАО «ВНИИгаз», 2002.
15. Соловьев Н.Н. Стратегия разработки уникальных сеноманских залежей месторождений Западной Сибири на поздней стадии // Наука и техника в газовой промышленности. – 2004. – № 1-2.
16. Шерман С.И. Тектонофизический анализ сейсмического процесса в зонах активных разломов литосферы и проблема среднесрочного прогноза землетрясений // Геофизический журнал. – 2005. – Т. 27, № 1.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 550.834 (470.53)

О ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ФАМЕНСКО-ТУРНЕЙСКОЙ И БОБРИКОВСКОЙ ЗАЛЕЖАМИ НЕФТИ УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.С. Некрасов
(ООО «ПермНИИПиНефть»)

Установлена гидродинамическая связь между фаменско-турнейской и бобриковской залежами нефти Унъвинского месторождения, что подтверждено уходом 5000 м³ закачиваемой воды непосредственно под ВНК фаменско-турнейской залежи. Обводнение скважин и восстановления пластового давления в залежи не наблюдается. Сохранение уровня отбора нефти из пласта Т-Фм обусловлено перетоком нефти из бобриковской залежи в фаменско-турнейскую.

The hydrodynamic connection between T-Fm and Bb oil strata of Unuya field is determined. This validated by following facts: outflow of 5000 cubic meters of injected water into T-Fm stratum, absence of well waterbreakthrough and increasing of reservoir pressure. On the another hand level of production from T-Fm stratum is conditioned by oil flow from stratum Bb.

Унъвинское месторождение расположено в приосевой части Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба (рис. 1). Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях кожимского надгоризонта (бобриковский и тульский горизонты) и карбонатных породах фаменского, турнейского, башкирского ярусов и верейского горизонта. Базовым объектом разработки являются терригенные пластины кожим-