

УДК 553.98.061.17

ВЫБОР ИНФОРМАТИВНЫХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА, ГАЗОКОНДЕНСАТА И НЕФТИ

В.В. Черепанов¹, С.Н. Меньшиков², С.А. Варягов², А.А. Брыжин³,
В.Л. Бондарев⁴, В.Т. Гудзенко⁴, М.Ю. Миротворский⁴

(ОАО "Газпром"¹, ООО "Газпром добыча Надым"², ОАО "Запприкаспийгеофизика"³, ЗАО "НПЦ Геохимия"⁴)

Поверхностные геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основаны на определении концентраций различных углеводородных и неуглеводородных компонентов в поверхностных отложениях. Считается, что часть из них образована *in situ* (на месте) – это так называемые сингенетичные УВ, а другая часть является результатом миграции УВ от залежей вверх по разрезу (эпигенетичные УВ), где в поверхностных отложениях они формируют аномальные концентрационные поля.

В настоящее время при использовании геохимических методов поисков месторождений УВ есть возможность определять довольно широкий спектр углеводородных компонентов – от C₁ до C₄₀.

Какой именно диапазон УВ использовать для прогноза нефтегазоносности зависит от применяемых методов извлечения УВ из породы, методов их анализа, целей и задач работ.

В практике нефтегазопроисковых работ наибольшее распространение получили съемки по керну (шлему) неглубоких скважин с последующей термовакуумной дегазацией или экстракцией УВ и метод концентрирования УВ на сорбенте.

Понятно, что в качестве поисковых критериев целесообразно использовать те УВ-компоненты, которые входят в состав поисковых залежей углеводородов.

В табл. 1 приведен компонентный состав газа сеноманских и аптских залежей Северо-Уренгойского и Бованенковского месторождений (М.Ю. Миротвор-

Таблица 1

Компонентный состав газа Бованенковского, Северо-Уренгойского месторождений

| Компоненты | Компонентный состав газа (% об.) месторождений | |
|----------------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| | С.-Уренгойское | Бованенковское K _{1mp} -K _{1hm} |
| Метан | 99,2 | 91,8 |
| Этан | 0,004 | 3,935 |
| Этилен | 0 | 0 |
| Пропан | 0,001 | 0,0355 |
| Пропилен | 0 | 0 |
| <i>i</i> -Бутан | Следы | 0,0122 |
| <i>n</i> -Бутан | Следы | 0,0035 |
| Бутилен | 0 | 0,0042 |
| <i>neo</i> -Пентан | – | 0 |
| <i>i</i> -Пентан | – | 0,0006 |
| <i>n</i> -Пентан | – | 0,00045 |
| Пентен | – | 0 |
| <i>i</i> -Гексан | – | 0,00664 |
| <i>n</i> -Гексан | – | 0,00016 |
| Гелий | 0,014 | 0,0033 |
| Водород | 0,001 | 0,016 |
| Азот | 0,80 | 1,30 |
| CO ₂ | – | 2,09 |
| δ ¹³ C _{сн4} | –53,56 | –40,50 |

ский, В.Л. Бондарев [и др.], 2005). Как видно, газ в сеноманских залежах Северо-Уренгойского месторождения на 99,2 % представлен метаном. Гомологи метана (нормальные алканы) присутствуют в подчиненном количестве (% об.): этан – 0,004, пропан – 0,001 и т. д. Более тяжелые УВ (*n*-алканы, изоалканы, циклические и ароматические УВ) отсутствуют.

В залежах K_{1тп}–K_{1тм} Бованенковского НГКМ концентрации метана составляют в среднем 91,8 %. Возрастает доля предельных легких углеводородов C₂–C₃: этана – до 3,9 %, пропана – до 0,0355 %. Содержания углеводородов C₄–C₆ по-прежнему незначительно (0,0004...0,007 %). Непредельные УВ отсутствуют.

В табл. 2–3 приведен состав газа, газоконденсата и нефти некоторых скважин Кудиново-Романовской приподнятой зоны Волгоградской области (А.Я. Кулинский, 2004).

Из данных табл. 2–3 видно, что в пластовом продукте газоконденсатных и нефтяных залежей концентрации метана последовательно уменьшаются (моль %) от 85,54 (газоконденсат) до 29,71

(нефть), концентрации легких УВ C₂–C₃ увеличиваются от 2...4 (газоконденсат) до 6...7 (нефть), в газоконденсате появляются УВ C_{4+высш.}, а в нефтях появляются УВ C_{6+высш.} – от 1,9 (газоконденсат) до 43,08 (нефть).

Таким образом, для газоконденсатных залежей характерно наличие значимых концентраций УВ C₄–C₆, прежде всего гомологов метана (нормальных алканов: *n*-бутана, *n*-пентана и *n*-гексана) и изомерных их форм (2-метилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, 2,4-диметилпентан и т. д.). Циклические УВ присутствуют обычно в малых количествах. Непредельные УВ отсутствуют.

В нефтяных залежах появляются значимые содержания гомологов метана (нормальных алканов) C₆ и выше (гексан, гептан, октан, нонан и т. д.), при этом помимо гомологов метана присутствуют циклические (циклопентан, метилциклопентан, циклогексан, диметилциклопентан, метилциклогексан и т. д.), ароматические УВ (бензол, толуол, *o*-ксилол и т. д.) и высокомолекулярные соединения.

Таблица 2

Компонентный состав газа и конденсата (моль %) по скв. 1–Ольховая, пашийский горизонт, интервалы 3250...3256,5; 3269,5...3270,5 м

| Компоненты | Газ сепарации | Нестабильный конденсат | Газ дегазации | Стабильный конденсат | Пластовый продукт |
|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------|-----------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------|
| | $P_{сеп.} = 1,51 \text{ МПа}, t_{сеп.} = 12,5 \text{ }^\circ\text{C}$ | | $P_{сеп.} = 1,51 \text{ МПа}, t_{сеп.} = 12,5 \text{ }^\circ\text{C}$ | | |
| Метан | 89,96 | 11,3 | 43,86 | Следы | 85,54 |
| Этан | 4,1 | 4,15 | 13,65 | 0,85 | 4,1 |
| Пропан | 1,77 | 10,71 | 22,14 | 6,75 | 2,28 |
| <i>изо</i> -Бутан | 0,14 | 4,19 | 5,28 | 3,81 | 0,37 |
| <i>n</i> -Бутан | 0,25 | 11,47 | 9,08 | 12,3 | 0,88 |
| <i>изо</i> -Пентан | 0,04 | 5,45 | 2,24 | 6,56 | 0,34 |
| <i>n</i> -Пентан | 0,04 | 7,88 | 2,52 | 9,73 | 0,48 |
| <i>изо</i> -Гексан | 0,01 | 4,45 | 0,24 | 5,91 | 0,26 |
| <i>n</i> -Гексан | 0,01 | 4,85 | 0,24 | 6,46 | 0,28 |
| C _{7+высш.} | 0 | 35,36 | 0,01 | 47,63 | 1,99 |
| Сероводород | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CO ₂ | 0,56 | 0,19 | 0,74 | 0 | 0,54 |
| Азот | 3,12 | 0 | 0 | 0 | 2,94 |
| Плотность, кг/см ³ | 0,743 | – | 1,403 | 0,724 | 0,923 |

Таблица 3

Компонентный состав газа сепарации, разгазированной и пластовой нефти (моль %) по скв. 2–Ольховая, воробьевский горизонт, интервал 3481...3491 м

| Компоненты | При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | При дифференциальном разгазировании пластовой нефти при пластовой температуре | | Пластовая нефть | |
|-------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|-------|-------------------------------------------------------------------------------|-------|----------------------------|---------------------------------|
| | Выделившийся газ | Нефть | Суммарный газ | Нефть | Однократное разгазирование | Дифференциальное разгазирование |
| Метан | 68,46 | 0 | 62,18 | 0 | 31,95 | 29,71 |
| Этан | 13,49 | 0,72 | 14,11 | 0,07 | 6,68 | 6,78 |
| Пропан | 11,2 | 2,72 | 14,06 | 0,64 | 6,67 | 7,05 |
| <i>изо</i> -Бутан | 0,82 | 0,68 | 1,35 | 0,38 | 0,74 | 0,84 |
| <i>n</i> -Бутан | 2,87 | 3,99 | 4,2 | 2,89 | 3,47 | 3,51 |
| <i>изо</i> -Пентан | 0,47 | 1,8 | 0,75 | 1,96 | 1,18 | 1,38 |
| <i>n</i> -Пентан | 0,73 | 3,59 | 1,15 | 4,23 | 2,25 | 2,76 |
| <i>изо</i> -Гексан | 0,06 | 1,83 | 0,09 | 2,66 | 1,00 | 1,43 |
| <i>n</i> -Гексан | 0,08 | 3,15 | 0,11 | 4,7 | 1,72 | 2,50 |
| C _{7+высш.} | 0 | 81,52 | 0,01 | 82,47 | 43,49 | 43,08 |
| Сероводород | 0,001 | 0 | – | 0 | Следы | – |
| CO ₂ | 1,27 | 0 | 1,19 | 0 | 0,59 | 0,57 |
| Азот | 0,55 | 0 | 0,8 | 0 | 0,26 | 0,39 |
| Плотность, кг/см ³ | 0,994 | 0,819 | 1,087 | 0,824 | 0,718 | 0,720 |

Для того чтобы определить концентрации углеводородов в поверхностных отложениях, сначала необходимо *извлечь УВ из среды опробования (породы), а потом их проанализировать.*

К сожалению, извлечь, а потом измерить все УВ каким-либо одним методом невозможно. Определяемые содержания УВ зависят:

- от метода извлечения УВ из среды опробования;
- от выбранного метода аналитических исследований.

В этом смысле методы определения концентраций УВ при геохимической съемке на нефть и газ резко отличаются, например, от методов литогеохимической съемки, где вне зависимости от того, каким способом измеряется, например, концентрация золота в пробе, оценивается его истинное содержание. Точность определения концентраций золота определяется лишь точностью анализа.

При проведении же углеводородной геохимической съемки *выход и состав определяемых УВ зависят от методики геохимических исследований.*

1. Зависимость содержаний и спектра извлекаемых УВ от способа их извлечения из поверхностных отложений обусловлена тем, что в породе УВ

находятся в различном фазовом состоянии – в свободном виде (в межпоровом пространстве породы), в сорбированном – на матрице пород и в водорастворенном состоянии.

Часть УВ (так называемый свободный газ, находящийся в "открытом" межпоровом пространстве породы) может быть извлечена из породы *методами вакуумной дегазации.* Спектр извлекаемых УВ достаточно велик, но наиболее эффективен этот способ для извлечения из породы УВ, размеры молекул которых невелики. Разновидностью этой методики является накопление УВ на сорбенте, когда подпочвенный воздух прокачивается через сорбент и некоторая его часть на нем сорбируется.

В этой методике возможен также "пассивный" отбор проб газа (по методике GORE-SORBER).

В силу различной сорбционной способности отдельных УВ компонентов используются разные сорбенты. Перечень наиболее эффективных сорбентов приведен в табл. 4.

Для сорбирования летучих УВ C₃–C₄ обычно используется Carboxen 1000, для сорбирования *n*- и *изо*-алканов C₅–C₁₂ – Chromosorb 106 и для сорбирования ароматических УВ – Tenax TA.

Таблица 4

Рекомендации по использованию сорбента

| Сорбент в трубке для отбора проб | Приблизительная область летучести аналитов | Максимальная температура, °С | Удельная поверхность, м ² /г | Примеры аналитов |
|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Carbotrap™ С Carbopack™ С | От <i>n</i> -C ₈ до <i>n</i> -C ₂₀ | >400 | 12 | Алкилбензолы и алифатические соединения в пределах летучести от <i>n</i> -C ₈ до <i>n</i> -C ₁₆ |
| Tenax™ TA | Температура кипения от 100 до 400 °С. От <i>n</i> -C ₆ до <i>n</i> -C ₂₆ | 350 | 35 | Ароматические неполярные соединения (с температурой кипения более 100 °С) и менее летучие полярные соединения (с температурой кипения более 150 °С) |
| Tenax GR | Температура кипения от 100 до 450 °С. От <i>n</i> -C ₇ до <i>n</i> -C ₃₀ | 350 | 35 | Алкилбензолы, ПАУ и полихлорированные бифенилы в парофазном состоянии, а также соединения, указанные для Tenax TA |
| Carbotrap, Carbopack B, Carbograph TD-1 | От (<i>n</i> -C ₄) <i>n</i> -C ₅ до <i>n</i> -C ₁₄ | >400 | 100 | Разнообразные ЛОС, включая кетоны, спирты, альдегиды (с температурой кипения более 75 °С) и все неполярные соединения в указанном интервале летучести и перфторуглеродные газы, присутствующие в следовых количествах |
| Chromosorb TM 102 | Температура кипения от 50 до 200 °С | 250 | 350 | Разнообразные ЛОС, включая кислородсодержащие соединения и галоформы менее летучие, чем метилхлорид |
| Chromosorb 106 | Температура кипения от 50 до 200 °С | 250 | 750 | Разнообразные ЛОС, включая углеводороды от <i>n</i> -C ₅ до <i>n</i> -C ₁₂ , а также летучие кислородсодержащие соединения |
| Porapak TM Q | Температура кипения от 50 до 200 °С. От <i>n</i> -C ₅ до <i>n</i> -C ₁₂ | 250 | 550 | Разнообразные ЛОС, включая кислородсодержащие соединения |
| Porapak N | Температура кипения от 50 до 150 °С. От <i>n</i> -C ₅ до <i>n</i> -C ₈ | 180 | 300 | Особенно пригоден для акрилонитрила, ацетонитрила и пропионитрила, пиридина, а также пригоден для летучих спиртов от EtOH, метилэтилкетона и т. п. |
| SpheroCarb™ TM | От –30 до +150 °С. От C ₃ до <i>n</i> -C ₈ | >400 | 1200 | Применяется для сверхлетучих соединений, таких, как винилхлоридный мономер, этиленоксид, CS ₂ и CH ₂ C ₂ , а также летучих полярных соединений, как MeOH, EtOH и ацетон |
| Carbosieve™ SII или Carboxen™ 1000 | От –60 до +80 °С | 400 | 800 | Применяется для сверхлетучих соединений, таких, как углеводороды C ₃ , C ₄ , летучие галогенсодержащие соединения и фреоны |
| Молекулярное сито | От –60 до +80 °С | 350 | – | Используется специально для 1,3-бутадиена и оксидов азота |

Более полное извлечение УВ из породы производится *методами термовакuumной дегазации*. В этом случае из породы извлекается как свободный газ, так и (частично) газ, сорбированный на матрице пород, а также водорастворенные формы УВ. Спектр и уровни концентраций УВ, извлекаемых из породы методами термовакuumной дегазации, выше, чем при обычном вакуумировании.

Наконец, еще одним часто используемым в практике геохимических исследований способом извлечения УВ из породы является *метод экстракции УВ* различного рода растворителями (обычно гексаном или хлороформом). В этом случае возможно извлечение высокомолекулярных УВ вплоть до C_{40} . Легкие углеводороды (до C_7) в этом случае, наоборот, не определяются. При экстракции разрушается и органическое вещество со всеми вытекающими отсюда последствиями (с возможным получением новообразованных УВ).

Необходимо отметить, что *все приведенные методы извлечения УВ из пород имеют свои ограничения*. Так, при использовании сорбентов возникают сложности с сорбированием легких углеводородов (метан, этан, этилен, пропан, пропилен и т. д.), поскольку они обладают низкими коэффициентами сорбции, высокими коэффициентами десорбции и как следствие – "проскакивают" практически через все известные типы сорбентов. С возрастанием молекулярной массы сорбционная способность УВ возрастает, начиная с C_5 (пентан), они уже достаточно хорошо "задерживаются" на сорбенте. Поэтому "диапазон" УВ, определяемых с помощью сорбционных методов исследований, всегда "сдвинут" в сторону тяжелых УВ. Легкие углеводороды C_1 – C_3 на сорбентах практически не "задерживаются", а на хроматограммах они выходят единым "пиком", вместе с метаном. Например, в методике GORE-SORBENT углеводороды из группы нормальных алканов определяются в интервале от C_4 (бутан) до C_{18} (октадекан), а ароматические УВ – до нафталина (C_{10}) включительно.

При интерпретации данных, полученных в результате применения метода экстракции УВ из породы, необходимо учитывать, что извлекаемые высокомолекулярные соединения – это уже не легкие газообразные УВ, а жидкие и твердые углеводороды, обладающие молекулами большого размера и малой подвижностью, поэтому диффузионный способ миграции с образованием ореолов, сопоставимых по масштабу с размерами залежей, для них невозможен. Скорее всего, миграция столь высокомолекулярных УВ от залежей крайне ограничена и если осуществляется, то происходит по "ослабленным зонам" посредством фильтрации. Наиболее же вероятно, что их образование происходит в поверхностных отложениях под влиянием потока более легких и подвижных форм УВ.

2. Выбор методики анализа УВ компонентов определяется, с одной стороны, способом их извлечения из породы, а с другой стороны, диктуется возможностями метода анализа и необходимой точностью измерения. Так, например, при *хроматографическом анализе УВ, извлеченных из породы методом термо-*

вакуумной дегазации, существуют некоторые ограничения по спектру выявляемых УВ. Связано это с тем, что в поверхностных отложениях высокомолекулярные соединения (тяжелые УВ) встречаются в меньших концентрациях, нежели легкие УВ (соотношение $C_1 > C_2 > C_3 > C_4 > C_5$ и т. д. сохраняется на всех уровнях геологического разреза), поэтому при наличии значительной зоны окисления концентраций высокомолекулярных УВ бывает недостаточно для их идентификации методами газовой хроматографии. В этом случае спектр гомологов метана ограничивается пентаном или гексаном.

В методе концентрирования почвенного воздуха на сорбенте с последующей его термодесорбцией просто хроматографического анализа УВ уже недостаточно. Это связано как с низким уровнем концентрации УВ, так и с ограниченным временем выхода УВ компонентов. Дело в том, что коэффициенты удержания многих индивидуальных УВ компонентов бывают достаточно близки, а калибровочных смесей высокомолекулярных соединений не существует. Как следствие – методами хроматографического анализа выполнить их четкое разделение и идентификацию невозможно.

Поэтому при отборе проб на сорбент идентификация УВ компонентов может производиться только *методами масс-спектрометрического анализа*. При этом для различных групп УВ (гомологов метана, ароматических и высокомолекулярных УВ) используются как разные сорбенты, так и разные методики анализа.

На основании изложенного материала можно сделать некоторые выводы в отношении эффективности наиболее "популярных" методов поисков различного типа залежей УВ (газа, газоконденсата и нефти).

1. При поисках месторождений газа "рабочим диапазоном", в пределах которого целесообразно проводить исследования, является ряд УВ C_1 – C_4 .

Из всех известных видов геохимических исследований в данном случае оптимальной представляется съемка по шлангу неглубоких скважин с применением термовакuumной дегазации проб, которая позволяет наиболее полно извлечь газ из межпорового пространства пород, частично выявить углеводороды, сорбированные на матрице пород, и водорастворенные формы УВ. Она позволяет уверенно диагностировать углеводороды в ряду C_1 – C_6 .

Методы, в которых производится предварительное концентрирование УВ (сорбционный метод) и методы экстрагирования УВ из породы, здесь неэффективны, поскольку в первых, в силу перечисленных выше особенностей, нет возможности определять легкие углеводороды C_1 – C_3 , а во вторых – основными компонентами идентификации являются высокомолекулярные соединения (C_7 и выше).

2. При поисках чисто газоконденсатных залежей геохимические исследования целесообразно проводить, взяв за основу УВ C_4 – C_6 .

Из приведенного выше обзора следует, что при поисках газоконденсатных залежей наиболее целесообразно использовать комбинированные методики поисков УВ: геохимическую съемку по шлангу неглу-

боких скважин с определением УВ C_4-C_6 , "добавляя" к ней в сложных условиях опоискования метод концентрирования УВ на сорбенте (обычно это южные районы РФ и Ближнего зарубежья, где существует мощная зона окисления УВ в верхней части осадочного разреза). В этом случае будет некоторое дублирование определяемых УВ-компонентов, а часть аномалий, выделенных по результатам выполнения этих двух видов съемки, пространственно не совпадет в силу того, что выявляются различные формы УВ.

3. При поисках залежей нефти геохимические исследования целесообразно проводить, основываясь на определении УВ C_6 и выше.

Из приведенных выше данных следует, что существуют два эффективных варианта поисков залежей нефти: методом концентрирования УВ на сорбенте (с определением УВ в диапазоне C_6-C_{10}) и методом экстракции УВ из породы (с определением УВ в диапазоне C_7-C_{40}).

Необходимо отметить, что в природе не бывает чисто нефтяных или чисто газовых месторождений.

Обычно над газовыми залежами существует нефтяная оторочка, а над нефтяными залежами – газовая шапка. Кроме того, многие месторождения являются многоярусными – сверху располагаются газовые залежи, ниже – газоконденсатные и нефтяные. Поэтому деление методик на те, которые позволяют выявлять чисто газовые, газоконденсатные или нефтяные залежи, условно.

Нам представляется, что в целях поиска месторождений УВ целесообразно применять комплексную методику.

В зависимости от условий опоискования существуют два варианта такой комплексной методики:

1. Комплексование геохимической съемки по шлему неглубоких скважин с применением термовакуумной дегазации и геохимической съемки методом экстракции УВ из породы.

Этот комплекс исследований позволяет выявлять УВ в диапазоне C_1-C_{40} .

Его целесообразно использовать в северных районах РФ – Западной и Восточной Сибири, Якутии и т. д., т. е. там, где зона опробования представлена обводненными породами (наличие зоны вечной мерзлоты, заболоченной местности, болот и т. д.), а также при геохимических исследованиях на шельфе. Обычно здесь в зоне опробования существуют восстановительные условия (обводненные сероцветные породы, почти всегда содержащие органику). Эти условия оптимальны для опоискования. Здесь эпигенетические углеводороды, мигрировавшие от залежей нефти-газа, хорошо сохраняются. В частности, метан присутствует в количествах, достаточных для выполнения изотопного анализа (более 0,5 % об. для 80...90 % проб), что делает возможным его применение для определения природы УВ (эпигенетичные или сингенетичные УВ, "ложные" или "истинные" аномалии).

2. Комплексование геохимической съемки по шлему неглубоких скважин с применением термова-

куумной дегазации и геохимической съемки методом концентрирования УВ на сорбентах.

Этот комплекс исследований позволяет выявлять УВ в диапазоне C_1-C_{10} .

Его целесообразно использовать в районах с засушливым климатом таких, как Оренбургская, Волгоградская области РФ, Краснодарский край и другие, т. е. там, где в поверхностных отложениях существует мощная зона окисления УВ.

Приведем примеры использования такого комплексного подхода.

Пример 1. В 2002 г. была выполнена геохимическая съемка в пределах южного купола Медвежьего месторождения. Целью работ была оценка перспектив нефтегазосности поисковых объектов, выявленных сейсморазведочными работами в отложениях нижнего мела (ачимовская толща, неоком, рис. 1). Поисковые объекты "перекрыты" сеноманской залежью газа и газонасыщенными отложениями нижеберезовской подсветы (сенон). Выполнялась геохимическая съемка по шлему неглубоких скважин с последующей термовакуумной дегазацией, а по одному профилю впервые были выполнены опытно-методические исследования с концентрированием подпочвенного воздуха на сорбенте. Профили геохимической съемки закладывались вкrest "простираия" поисковых объектов, с выходом за контуры сеноманской залежи газа.

По итогам работ были выделены два типа геохимических аномалий.

Аномальные поля первого типа характеризуются высоким содержанием легких УВ – метана, этана, пропана и бутана, а также повышенными значениями отношений C_3H_8/C_3H_6 , C_4H_{10}/C_4H_8 и $i-C_4H_{10}/n-C_4H_{10}$, по которым хорошо отбивается контур пласта ПК₁ (сеноманская залежь) на восточном и западном флангах месторождения.

Аномальные поля второго типа располагаются над поисковыми объектами ачимовской толщи, неокома и ниже-среднеюрского комплекса. В качестве примера на рис. 2 приведена карта распределения отношений концентраций пропана к пропилену. Уровни содержания УВ в поверхностных отложениях над указанными объектами гораздо выше, чем в целом над Медвежьим месторождением. Контрастности аномалий этого типа по различным УВ высокие: $C_2H_6 - 80$, $C_3H_8 - 25$, $C_4H_{10} - 125$, $C_5H_{12} - 250$ и т. д. Характерной особенностью аномалий этого типа является преобладание предельных УВ над непредельными их формами и достаточно низкие концентрации УВ C_5 , C_6 и выше (см. рис. 2). По данным геохимической съемки с использованием сорбентов гомологи метана ограничены "сверху" пентаном и гексаном, а ароматические УВ практически отсутствуют.

Таким образом, по комплексу газогеохимических критериев аномалии над поисковыми объектами ачимовской толщи (пласты БН₁₄, БН₁₃) и неокома (шельфовые пласты БН₁₁, БН₁₀, БН₈, БН₇ и БН₅) довольно четко отличаются от аномалий, зафиксированных над областью развития залежей сеномана (пласт ПК₁).

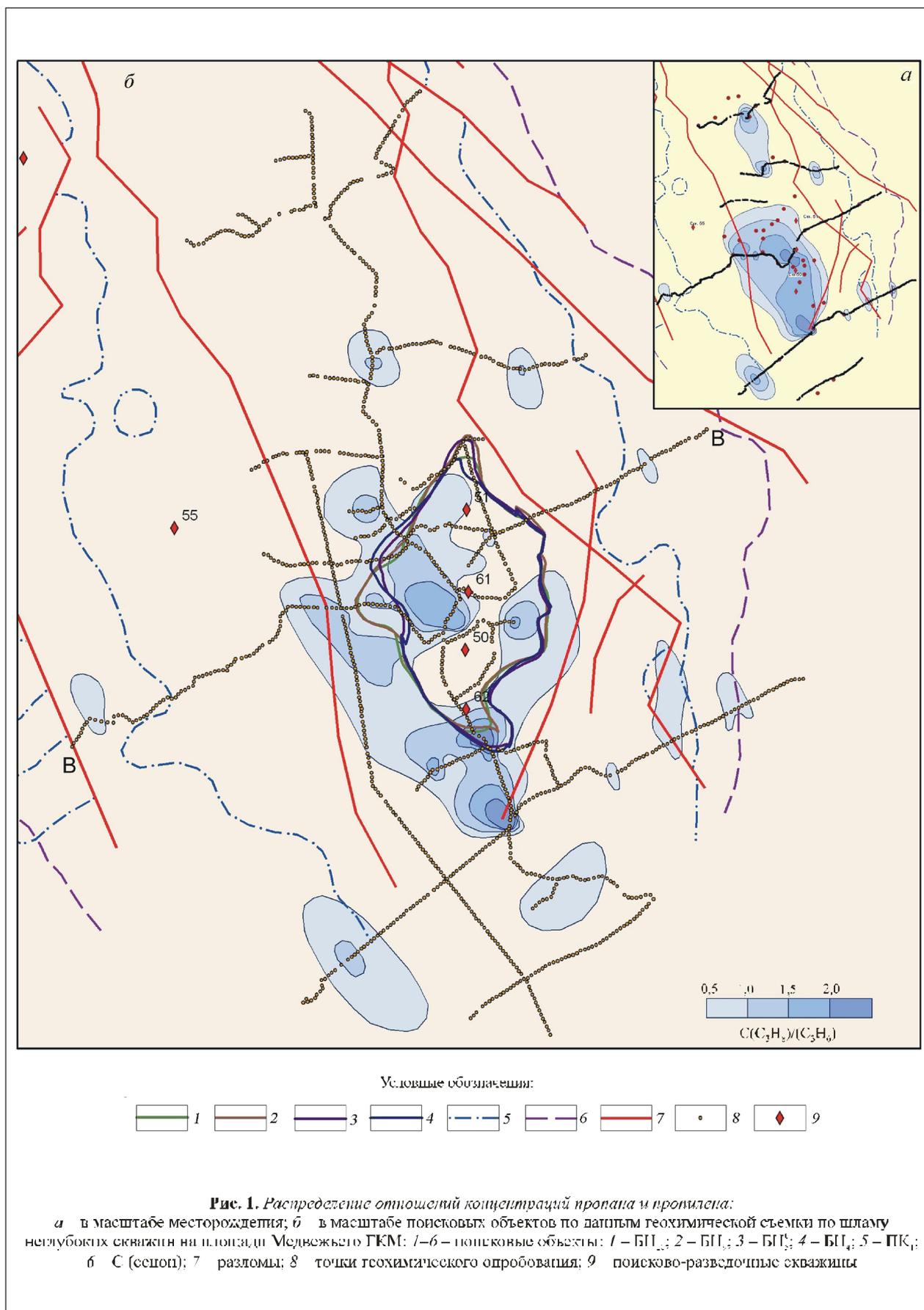


Рис. 1. Распределение отношений концентраций пропана и пропилена:

a в масштабе месторождения; *б* в масштабе поисковых объектов по данным геохимической съемки по шлангу неглубоких скважин на площади Медвежье ГМК: 1–6 – поисковые объекты: 1 – БП₁; 2 – БП₂; 3 – БП₃; 4 – БП₄; 5 – ПК; 6 – С (сепол); 7 – разломы; 8 – точки геохимического опробования; 9 – поисково-разведочные скважины

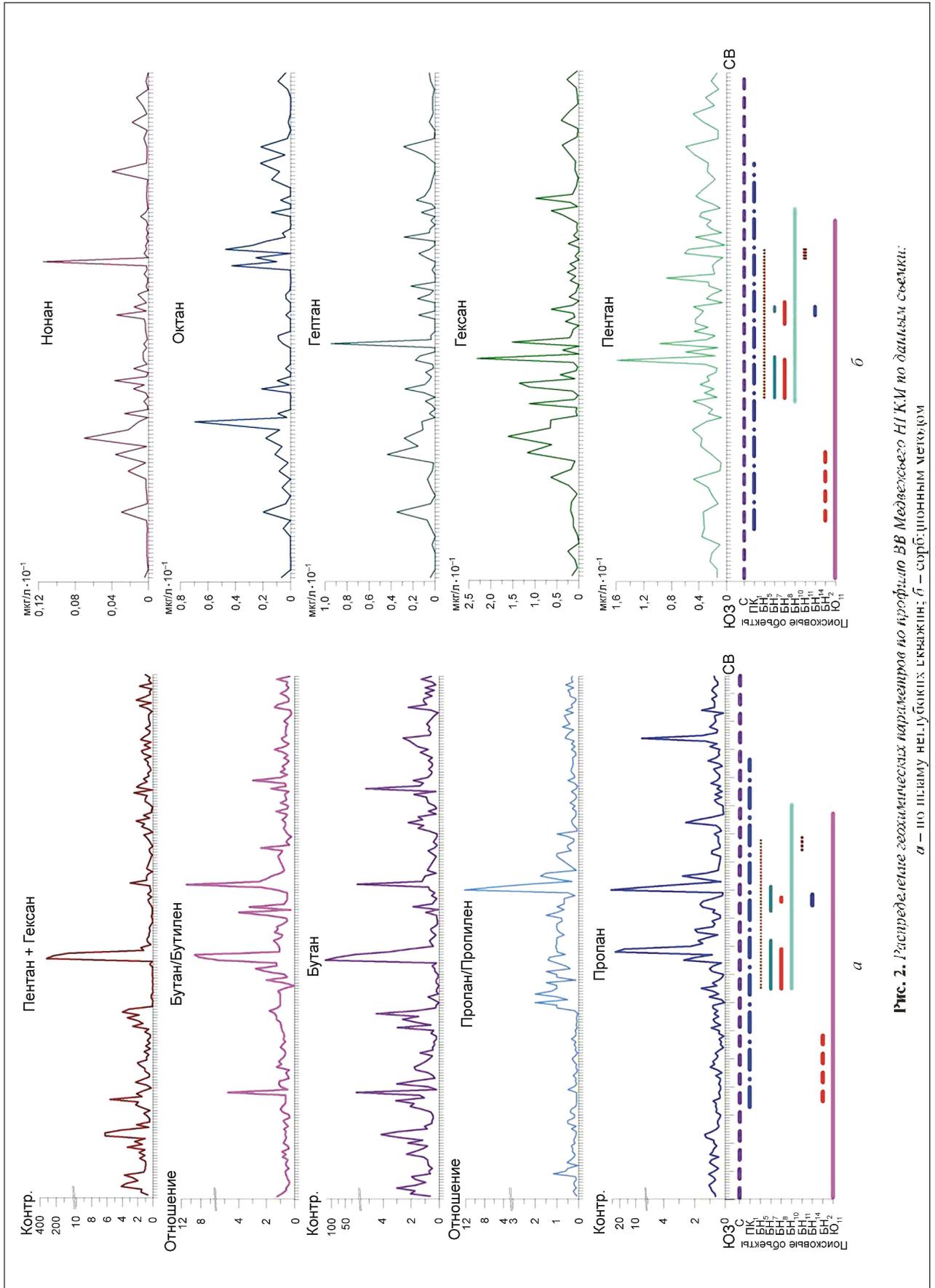


Рис. 2. Распределение геохимических параметров по профилю ВВ Медведьского НКМ по данным скважины: а – по шлямбу неглубоких скважин; б – суб-ционным метанолом

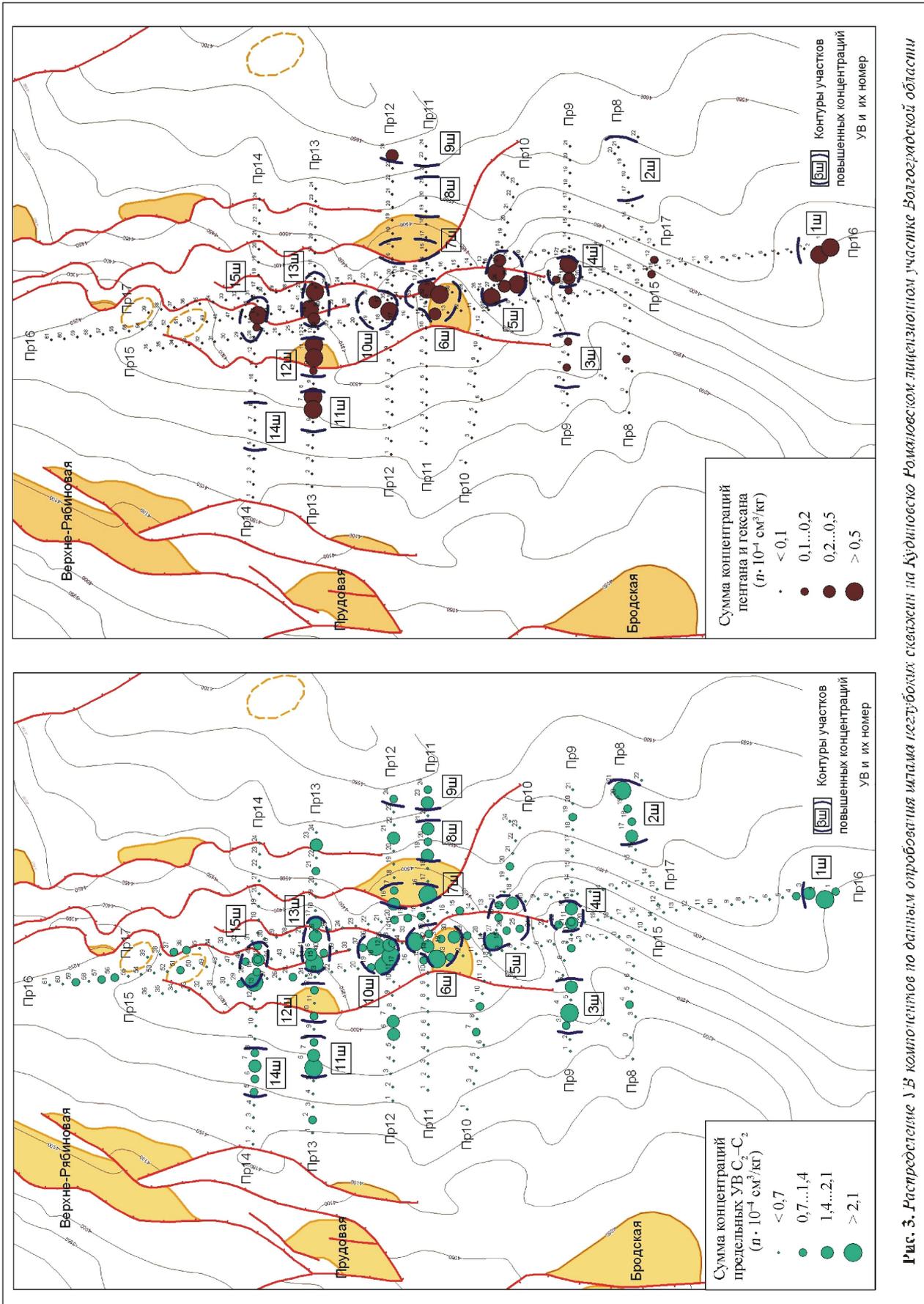


Рис. 3. Распределение УВ компонентов по данным отработки илама геотрубох скважин на Кудиновско Ромилоском лицензионном участке Волгоградской области

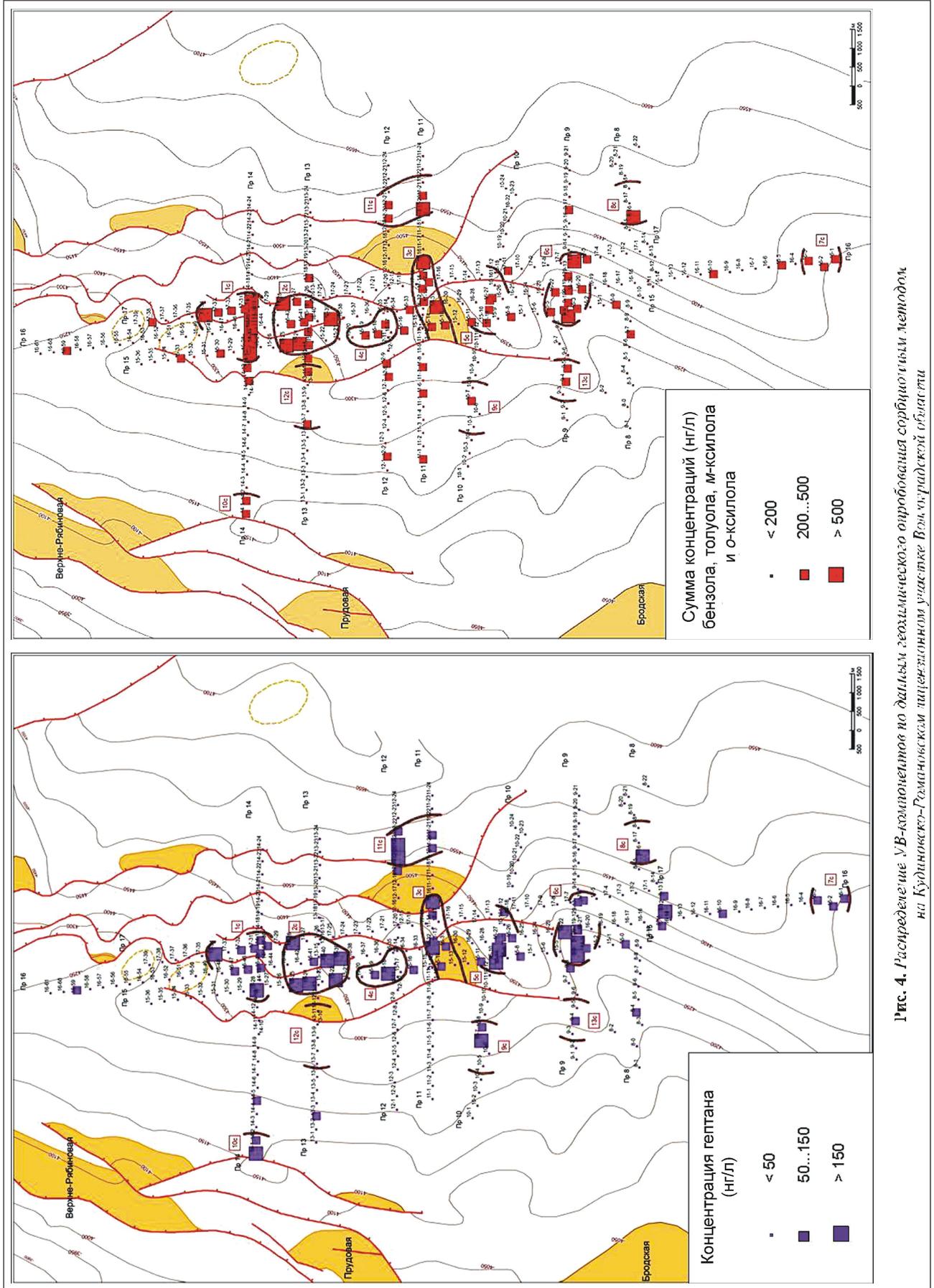


Рис. 4. Распределение УВ-компонентов по данным геохимического круговорота сорбционным методом на Кудринско-Романовский лицензионном участке Волгоградской области

Сопоставление результатов поверхностной геохимической съемки с данными испытания скважин (Медвежье НГКМ)

| № п/п | Поисковые объекты | По данным поверхностной съемки | По данным испытания |
|-------|--------------------|--------------------------------|----------------------------|
| 1 | БН ₄ | Высокие перспективы | Газоконденсатная залежь |
| 2 | БН ₅ | | Нефтяная залежь |
| 3 | БН ₇ | | Газоконденсатная залежь |
| 4 | БН ₈ | | Не исп. или вода (скв. 61) |
| 5 | БН ₉ | | Газоконденсатная залежь |
| 6 | БН ₁₀ | | Нефть+вода |
| 1 | БН ₁₁ | Средние перспективы | Не исп. |
| 2 | АчБН ₁₄ | | Не исп. |
| 1 | АчБН ₁₃ | Неперспективные | Не исп. или вода (скв. 61) |
| 2 | Ю ₂ | | Вода с пл. нефти |
| 3 | Ю ₁₁ | | Не исп. |

На основании контрастности выделенных аномалий и по степени совпадения их контура с расположением поисковых объектов была произведена разбраковка поисковых объектов по степени перспективности.

В качестве наиболее перспективных объектов были указаны ловушки пластов БН₇, БН₈ и БН₁₁, расположенные в районе скв. 51, затем ловушки в районе скв. 50, а также ловушки пластов БН₅ и БН₁₀.

Менее перспективными были оценены ловушки поисковых объектов БН₁₃ и БН₁₄ (ачимовская толща).

Поисковые объекты Ю₁₁ и Ю₂ были оценены как малоперспективные.

В силу того что над поисковыми объектами в поверхностных отложениях преобладают С₂-С₄, нормальные алканы ограничены "сверху" пентаном и гексаном, а ароматические УВ практически отсутствуют, был сделан вывод о том, что *продукт в перспективных объектах представлен газоконденсатом*.

С 2002 по 2007 г. в сводовой части южного купола Медвежьего НГКМ были пробурены поисково-оценочные скв. 50, 51, 61 и 62. После того как по ряду объектов этих скважин были выполнены испытания, появилась возможность судить о *результативности выполненной геохимической съемки*. В 67...86 % случаев (табл. 5) прогноз, сделанный в 2002 г., подтвердился.

С 2002 г. методика концентрирования подпочвенного воздуха на сорбенте использовалась нами при поисках месторождений УВ.

Этому способствовало и появление новой аппаратуры, активно разрабатываемой в ЗАО СКБ "Хроматэк". Так, коллективом ЗАО СКБ "Хроматэк" была разработана аппаратура для отбора проб летучих органических соединений при помощи сорбционной трубки с последующей термодесорбцией и газохроматографическим анализом на капиллярных колонках.

Эта методика регламентируется **ГОСТ 16017-1-2007** (Воздух атмосферный, рабочей зоны и замкнутых помещений, Ч. 1: Отбор проб методом прокачки). Аналогичная методика разработана для газохроматографического анализа с использованием МСД/ПИД (регламентируется **ГОСТ Р ИСО 16000-6-2007**. "Определение летучих органических соединений в воздухе замкнутых помещений, и испытательной камеры путем активного отбора проб на сорбент Терах ТА с последующей термической десорбцией и газохроматографическим анализом с использованием МСД/ПИД").

В результате накопления УВ на сорбенте по указанной выше методике возможна идентификация (анализ) более 160 соединений. Определяются алифатические УВ (32 соединения), в том числе изо- и нормальные алканы и непредельные УВ, циклоалканы (7 соединений), ароматические УВ (27 соединений), терпены (9), спирты (13), альдегиды (18), кетоны (12), кислоты (10), эфиры (16) и другие соединения (12).

Около 60 соединений могут выступать в качестве признаков нефтегазоносности.

Из них наиболее информативными являются:

1. Алканы нормального ряда (9 соединений: *n*-бутан (4), *n*-пентан (5), *n*-гексан (6), *n*-гептан (7), *n*-октан (8), *n*-нонан (9), *n*-декан (10), *n*-ундекан (11), *n*-додекан (12)).

2. Изоалканы (16 соединений, но наиболее информативны 7, это – 2-метилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, 2-метилгексан, 3-метилгексан, 2-метилгептан, 3-метилгептан).

3. Циклические УВ (4 соединения: циклопентан (5), метилциклопентан, циклогексан (6), метилциклогексан).

4. Ароматические УВ (4 соединения: бензол (6), этилбензол, толуол (7), *o*-ксилол (8), *m,n*-ксилол (8)).

Этот спектр УВ дополняется легкими углеводородами, выявляемыми в результате анализа газа, полученного при термовакуумной дегазации. Определяются **углеводородные и неуглеводородные соединения** (23 соединения).

Анализируются 23 соединения: *изо*- и нормальные алканы (12 соединений), непредельные УВ (6 соединений: этилен, пропилен, изобутилен и бутен, 3-метилбутен, 2-метилбутен) и неуглеводородные газы (азот, кислород, водород, гелий, углекислота).

Из них 12 соединений могут выступать в качестве признаков нефтегазоносности.

Наиболее информативными являются:

1. Алканы нормального ряда (6 соединений: метан, этан, пропан, *n*-бутан, *n*-пентан, *n*-гексан).

2. Изоалканы (7 соединений: *изо*-бутан, тетраметилметан, 2,2-диметилпропан, 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан и 2-метилпентан, 3-метилпентан).

Пример 2. На рис. 3, 4 показаны результаты комплексных геохимических исследований, проведенных в 2007 г. на Кудиновско-Романовской лицензионной площади Волгоградской области. По данным сейсморазведочных работ здесь закартирован ряд поисковых объектов в отложениях верхнего девона–нижнего карбона. Кроме того, в пределах изученной территории имеются уже известные месторождения нефти, которые были использованы в качестве объектов для сравнения.

В результате проведенных работ были выделены нефтегазоперспективные участки. Выявленные участки повышенных концентраций УВ имеют небольшие

размеры (0,38...3,75 км) и в плане образуют 3 протяженные зоны, ориентированные в субмеридиональном направлении – с юга на север.

Западная субмеридиональная зона выделяется преимущественно по УВ С₂–С₆. Рассматриваемая зона приурочена к относительно приподнятой части горизонта D₂vb. С востока она ограничена глубинными разломами первого порядка.

Центральная геохимическая зона состоит из отдельных дискретных, но в то же время высокоперспективных участков. К этой зоне приурочены известные месторождения нефти. Здесь отмечается более тяжелый состав УВ. Присутствуют нормальные алканы до С₈ и ароматические УВ. С запада и востока рассматриваемый ряд участков повышенных концентраций ограничивается глубинными разломами первого порядка. Кроме того, и сами участки повышенных содержаний пересекаются глубинными разломами.

Восточная зона характеризуется малоcontrastными аномалиями различных УВ, в том числе и высокомолекулярных. С запада этот ряд участков повышенных концентраций УВ ограничивается глубинным разломом первого порядка.

Представляется, что рассмотренные участки повышенных концентраций УВ, скорее всего, могут быть связаны с поисковыми объектами (как продуктивными, так и непродуктивными), выявленными в отложениях терригенного девона, а также с рифогенными образованиями среднего девона – нижнего карбона.

Обобщение и сопоставление результатов двух видов геохимических съемок показали, что их совместное использование значительно повышает достоверность результатов. Выполненный комплекс геохимических исследований подтвердил свою работоспособность в условиях довольно сложного геологического строения, которым отличается площадь работ, где в верхней части разреза существует мощная зона окисления рассеянных УВ, и позволил:

– выявить различными видами геохимических съемок участки повышенных концентраций УВ, по раз-

меру совпадающие с возможными поисковыми объектами, и оценить их перспективность;

– определить нефтегазоперспективность структур осадочного чехла, выявленных в пределах лицензионных участков сейсморазведочными работами;

– сделать прогноз фазового состояния УВ в ловушках;

– получить дополнительную информацию для комплексной интерпретации геолого-геофизической и геохимической информации рассматриваемых участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет по договору № 04V0459 на проведение геохимических исследований в пределах Кудиновско-Романовской приподнятой зоны / М.Ю. Миротворский, В.Л. Бондарев, В.Т. Гудзенко, В.Б. Зверева. – М.: ОАО "НПЦ Геохимия", 2004.
2. Куклинский А.Я. Выделение перспективных зон нефтегазонакопления в пределах западного борта Уметовско-Линевской депрессии: сб. науч. тр. / ИГИРГИ. – М., 1987.
3. Геохимические исследования в пределах южного купола Медвежьего газоконденсатного месторождения / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, В.Б. Зверева, В.Т. Гудзенко, А.П. Новиков, С.С. Семутин, Г.И. Облеков, В.В. Черепанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – № 4.
4. ГОСТ Р ИСО 16017-1-2007. Воздух атмосферный, рабочей зоны и замкнутых помещений. Отбор проб летучих органических соединений при помощи сорбционной трубки с последующей термодесорбцией и газохроматографическим анализом на капиллярных колонках. – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2007. – Ч. 1: Отбор методом прокачки.
5. ГОСТ Р ИСО 16000-6-2007. Воздух замкнутых помещений. – М., 2007. – Ч. 6: Определение летучих органических соединений в воздухе замкнутых помещений и испытательной камеры путем активного отбора проб на сорбент Терах ТА с последующей термической десорбцией и газохроматографическим анализом с использованием МСД/ЛИД.