УДК 553.98: 550.84 DOI 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109

Применение геохимической съемки на разных стадиях геолого-разведочных работ

© 2018 г. | Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносов, С.А. Шешуков

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия; timshanovri@ipgg.sbras.ru; belonosovay@ipgg.sbras.ru; shershukovsa@ipgg.sbras.ru

Поступила 21.03.2018 г. Принята к печати 18.04.2018 г.

Ключевые слова: ***геохимическая съемка; прогноз нефтегазоносности; геолого-разведочные работы; месторождение нефти; миграция углеводородов.***

Приведены результаты детальных геохимических исследований, проведенных на месторождениях Уватского района, подготавливаемых к эксплуатационному бурению. Дополнена модель отображения залежи нефти в геохимических полях с учетом значений отношения содержания бензола и толуола (Б/Т*). Предложенный критерий позволяет диагностировать условия миграции углеводородов, оценивать эффективность флюидоупоров, активность разломных зон. Показана прямая взаимосвязь содержания углеводородов в приповерхностных отложениях с площадью распространения нефтенасыщенных коллекторов и дебитами скважин. Материалы геохимических исследований могут дополнять данные сейсморазведки и материалы ГИС, используемые при построении модели залежи и подготовке проекта разработки.

Для цитирования: Тимшанов Р.И., Белоносов А.Ю., Шешуков С.А Применение геохимической съемки на разных стадиях геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 103–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109.

Geochemical surveys in different exploration and prospecting stages

© 2018 | R.I. Timshanov, A.Yu. Belonosov, S.A. Sheshukov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences; IPGG SB RAS, West-Siberian branch, Tumen, Russia; timshanovri@ipgg.sbras.ru; belonosovay@ipgg.sbras.ru; shershukovsa@ipgg.sbras.ru

Received 21.03.2018 Accepted for publication 18.04.2018

Key words: ***geochemical survey; prediction of oil and gas occurrence; exploration and prospecting; oil field; hydrocarbons migration.***

Geochemical surveys are involved in the complex of exploration and prospecting activities mainly in the prospecting stage when petroleum potential of the vast areas is estimated. At the same time, with the increase of sampling density and rising a level of geochemical distributions detail, it becomes possible to use geochemical survey in solving tasks of field exploration and appraisal, and also searching for the overlooked reservoirs. Model of oil reservoir manifestation in geochemical fields was upgraded on the basis of the results of detailed geochemical studies completed in the fields of the Uvatsky region (prepared to exploratory drilling). A geochemical criterion is introduced — benzene to toluene ratio (B/T) in the near-surface deposits — that characterises conditions of hydrocarbon migration from reservoir to the ground surface. The criterion proposed uses the considerable difference in benzene and toluene content in oil reservoir (B<<T), as well as dissimilarity of these hydrocarbons in terms of biochemical stability, water solubility, and, in general, ability to migrate. B/T indicator allows estimating hydrocarbon migration conditions (impermeable beds efficiency and fault zones activity) and thus diagnose the nature of high concentrations of aromatic hydrocarbons occurrence. The model proposed is supported by subsequent exploratory and development drilling. Areas of high and increased HC content in near-surface deposits are consistent with the areas of oil and gas saturated reservoirs distribution. The direct correlation of well flowrates and presence of aromatic hydrocarbons in samples is observed (the samples were taken and studied 2–3 years before development drilling started). Thus, it can be argued that the results of geochemical surveys can complement seismic and well logging data, which are used in building a reservoir model and preparation of field development plan..

For citation: Timshanov R.I., Belonosov A.Yu., Sheshukov S.A. Geochemical surveys in different exploration and prospecting stages. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(3):103–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-3-103-109.

Считается, что геохимические методы целесообразно применять на стадии поисковых работ на нефть и газ. При обосновании нефтегазоносности крупных территорий, включающих структуры II и III порядков, используют материалы геохимических съемок. С увеличением плотности пробоотбора и детальности получаемых геохимических распределений к ним можно обращаться для решения задач разведки и доразведки месторождений, поиска пропущенных залежей. Большинство нефтегазоперспективных структур, подготавливаемых к бурению, характеризуется сложным структурно-литологическим

и структурно-тектоническим строением. Так, при исследовании малоамплитудных и неструктурных ловушек эффективность геофизических методов не всегда оказывается достаточно высокой. В то же время с помощью данных площадных геохимических съемок можно выявить устойчивую связь высоких концентраций УВ с залежью независимо от глубины ее залегания. При их комплексировании с результатами сейсморазведочных работ можно точнее связать структурный план с нефтеносностью и повысить эффективность геолого-разведочных работ.

Методика исследований. Традиционно в качестве нефтепоисковых показателей использовались концентрации углеводородных газов (УВГ), что было обусловлено их высокой миграционной способностью и, как следствие, высоким содержанием в приповерхностных отложениях. Практика газовой геохимической съемки показала, что увеличение содержания УВГ не всегда свидетельствует о нефтеносности диагностируемых структурных элементов и в ряде случаев может быть обусловлено их биогенной генерацией в современных осадках. Прогноз нефтеносности, осуществленный на основе только газовых показателей, без учета содержания других нефтяных УВ, нередко оказывается ошибочным [1].

Наиболее распространенными видами геохимического опробования являются съемки по подпочвенным глинистым отложениям, снежному покрову, донным осадкам водоемов. Концентрации углеводородов в снежном покрове и донных отложениях сильно изменяются во времени в зависимости от внешних метеоусловий: температуры воздуха и выпадения осадков [2]. Применение геохимической съемки по данным средам, несмотря на кажущуюся простоту, требует тщательного методического исполнения. Характер изменений содержания УВ оценивается с помощью режимных наблюдений на отдельных пикетах. Существует вероятность получения несопоставимых данных, если во время полевых работ произошли события (длительная оттепель, обильное выпадение осадков), повлекшие резкие изменения концентраций в исследуемых средах.

Представительные результаты могут быть получены при снижении воздействия метеоусловий, например при измерении концентраций УВ в образцах грунта из сейсмовзрывных скважин и скважин ручного бурения. Незначительное изменение сорбционных характеристик этих отложений обусловлено плавными сезонными колебаниями температуры и слабыми вариациями водонасыщенности.

В результате многолетних опытно-методических исследований методика геохимической съемки сформировалась в следующем виде. Образцы грунта из мелких скважин отбираются в зависимости от глубины залегания литологически однородных отложений, пригодных для опробования. Пробы анализируются на содержание УВГ и УВ бензиновой фракции (алканов, аренов и цикланов C_1–C_{10}) методом равновесной паровой фазы. При проведении длительных геохимических поисков устанавливаются режимные пикеты наблюдения, на которых отслеживаются сезонные изменения сорбционных характеристик и колебания концентраций УВ.

Анализ проб может осуществляться как в полевых условиях, так и в стационарной лаборатории. Стабильность выявляемых ореолов показала, что методика геохимической съемки с применением портативного хроматографа в условиях полевой лаборатории удовлетворяет нефтепоисковым требованиям. К преимуществам можно отнести: снижение потерь УВ в пробах за счет сокращения времени хранения; оптимизацию управления и планирования экспедиционных работ (возможность корректировки мест отбора проб на основе получаемых данных); контроль технологического загрязнения проб и оперативного повторного пробоотбора при получении сомнительных результатов; отсутствие затрат на транспортировку проб в стационарную лабораторию.

В лабораторных условиях проводится детальный анализ содержания УВ C_1–C_{10} на хроматографах Кристалл-5000, оснащенных ПИД и ФИД, с идентификацией трудноразделимых пиков на хроматомасс-спектрометре.

Результаты исследований. В Уватском районе (юг Тюменской области) сотрудниками ЗСФ ИНГГ СО РАН с 2007 г. проводились нефтепоисковые геохимические съемки различного масштаба для прогноза нефтеносности как крупных площадей, так и локальных структур. На изученной территории находится более 20 локальных поднятий разной величины, на 9 из которых на момент проведения геохимических исследований в верхнеюрских отложениях были открыты месторождения нефти. Характерными особенностями структур, выявленных сейсморазведочными работами 3D, являются мелкокупольность и блоковое строение, наличие зон трещиноватости и глубинных разломов, являющихся как тектоническими экранами, так и проводящими каналами миграции углеводородных флюидов. В таких условиях скопления УВ могут быть приурочены к ловушкам комбинированного типа, тектонически и литологически экранированным.

Системы разломов осложняют строение залежей, нарушают экранирующие свойства флюидоупоров и формируют каналы активной миграции углеводородов от залежи к дневной поверхности, что отражается на особенностях распределения геохимических показателей.

Установлено, что отношение концентраций бензола и толуола является качественным признаком условий миграции углеводородов из залежи к дневной поверхности [3]. Для удобства интерпретации этот показатель представим в виде

$$Б/Т^* = С_Б / \sqrt{С_Б^2 + С_Т^2},$$

где $С_Б$ — концентрация бензола; $С_Т$ — концентрация толуола.

Практически во всех углеводородных системах содержание толуола многократно превышает содержание бензола (Б/Т*<<1). При миграции из залежи доля бензола в паре бензол – толуол неуклонно растет за счет его меньшей молекулярной массы, лучшей растворимости в воде, большей устойчивости к биохимическому окислению. На скорость и характер миграции влияют условия, в которых находятся мигрирующие УВ – проницаемость отложений, их состав, водонасыщенность и т. п. Наименьшее увеличение Б/Т* будет наблюдаться в местах, характеризующихся наиболее высокими темпами миграции УВ и ее наименьшей дальностью. К ним можно отнести зоны повышенной трещиноватости в условиях развития складчатых структур, зоны дизъюнктивных нарушений и т. п. Здесь будут преобладать процессы струйной миграции микроскоплений УВ в виде коллоидного раствора в водной среде порово-трещинного пространства пород [4, 5], а также миграция летучих УВ в газовой фазе [6]. Зоны, отличающиеся относительно низкой проницаемостью отложений, характеризуются снижением общего потока УВ и более выраженной их дифференциацией. Это отражается в снижении содержания аренов в приповерхностных отложениях и увеличении отношения Б/Т*.

Наличие эффективной покрышки над залежью приводит к снижению скорости миграции углеводородных флюидов и повышению доли бензола в составе мигрирующих углеводородов. Как следствие, ловушки УВ, вне зависимости от типа, характеризуются фоновыми или повышенными содержаниями аренов в приповерхностных отложениях и высокими значениями Б/Т* (рис. 1). В пределах залежи максимумы концентраций аренов и минимумы значений Б/Т* чаще всего тяготеют к различным осложнениям в виде структурных носов, врезов, перегибов осей складок, градиентных зон и т. п. и предположительно связаны с миграцией УВ из залежи по разломам. При отсутствии нефтенасыщенных пластов (рис. 2) содержание УВ в приповерхностных отложениях резко снижается, а распределение показателя Б/Т* становится неустойчивым.

Указанные особенности геохимического поля достаточно хорошо иллюстрируются на примере структурных залежей сводового типа (рис. 3). Максимумы концентраций отмечаются на склонах структуры и в куполе, образуя классические кольцевые и сводовые аномалии. В распределении Б/Т* такие аномалии обычно сопровождаются низкими значениями. В целом над структурами фиксируется увеличение этого показателя, обусловленное фоновым содержанием толуола и повышенным — бензола. Участки высоких значений Б/Т* в ряде случаев практически полностью повторяют контур структуры. Миграция УВ из залежи по разломам, секущим структуру, отражается в появлении линейных участков относительного снижения значений Б/Т*.

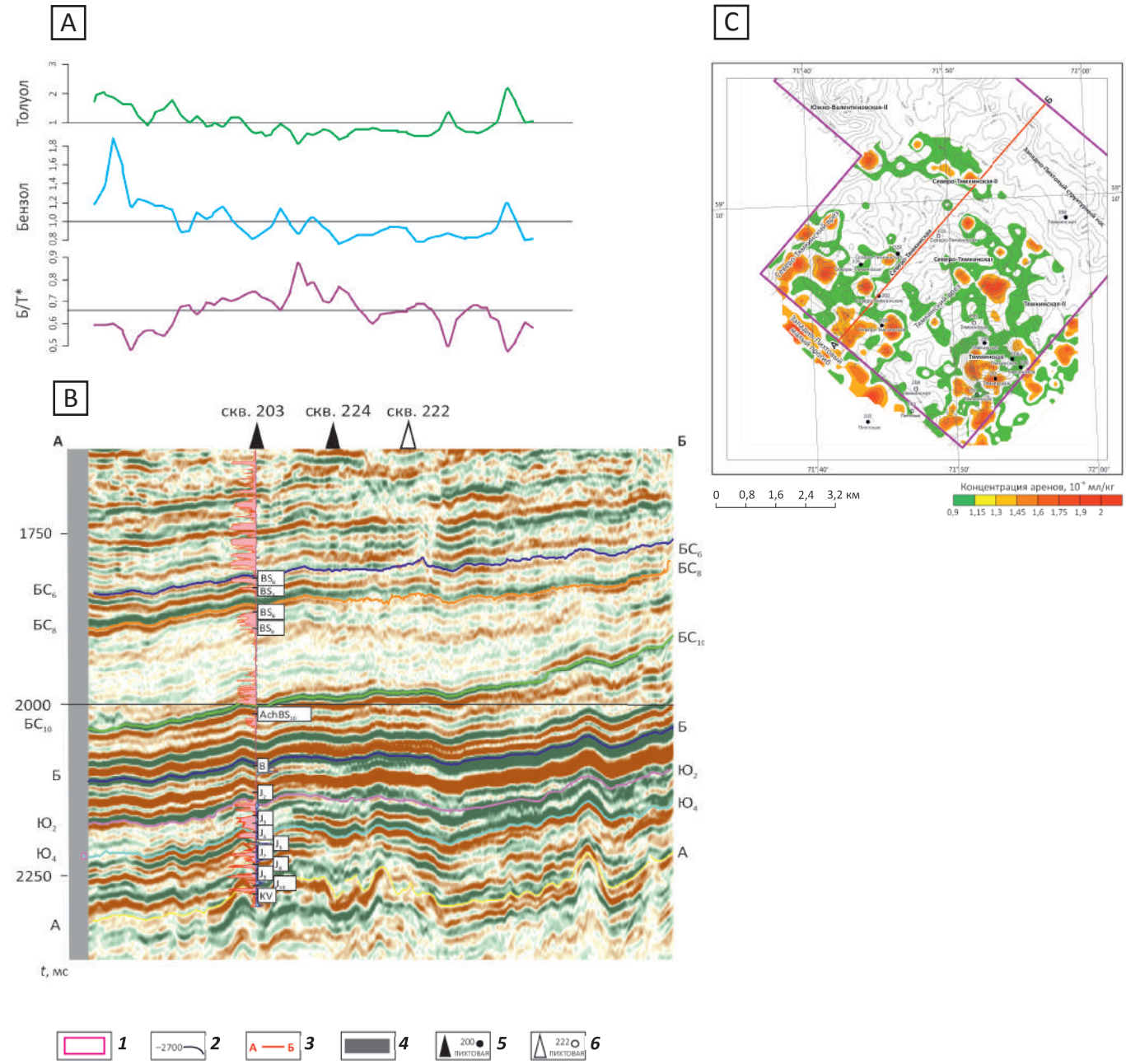
При проведении сравнительного анализа продуктивности юрских пластов и содержания ароматических УВ в приповерхностных отложениях использовались материалы испытаний 24 поисково-разведочных скважин и результаты анализа проб, отобранных в их непосредственной близости. Семь скважин являются непродуктивными, в девяти скважинах дебиты нефти не превышают 10 м^3/сут, в четырех — от 10 до 30 м^3/сут, в остальных — более 30 м^3/сут (со средним дебитом около 80 м^3/сут). Сравнивая результаты испытаний со значениями геохимических параметров, измеряемых на поверхности, можно отметить, что увеличение продуктивности юрских пластов сопровождается ростом концентраций аренов (рис. 4).

На ряде месторождений осуществлено сопоставление геохимических показателей и результатов эксплуатационного бурения, начатого через 1–2 года после проведения геохимических съемок. Оценивались такие показатели, как эффективные нефтенасыщенные толщины и средние дебиты скважин.

В результате сопоставления материалов геохимических съемок по приповерхностным отложениям с годовыми результатами эксплуатационного бурения на Тямкинском и Усть-Тегусском месторождениях была показана прямая зависимость между содержанием аренов в подпочвенных глинах и средними дебитами скважин (рис. 5, тип 1). Выявлено, что разброс значений прежде всего связан с удаленностью сравниваемых скважин от ближайшей точки отбора пробы при сильной изменчивости геохимических распределений. Расстояние между скважинами составляло 500 м, между пикетами сети пробоотбора — 300–600 м, при этом удаленность могла достигать 150–300 м.

При сравнении толщин продуктивных пластов и приповерхностных концентраций аренов такой зависимости не выявлено. Продуктивность пласта зависит от многих факторов, включающих эффективную нефтенасыщенную толщину, проницаемость, пластовое давление, температуру и т. п. Эти же факторы, характеризующие состояние залежи, в совокупности с проницаемостью перекрывающих залежь отложений обусловливают интенсивность субвертикальной миграции УВ от залежи к дневной поверхности, которую можно оценить по концентрации УВ в приповерхностных отложениях. Тем самым объясняется более явная взаимосвязь концентраций аренов с дебитами скважин, чем с эффективными нефтенасыщенными толщинами.

Рис. 1. Распределение концентраций ароматических УВ на Тямкинском и Северо-Тямкинском месторождениях
Fig. 1. Distribution of aromatic HC accumulations in the Tyamkinsky and Severo-Tyamkinsky fields



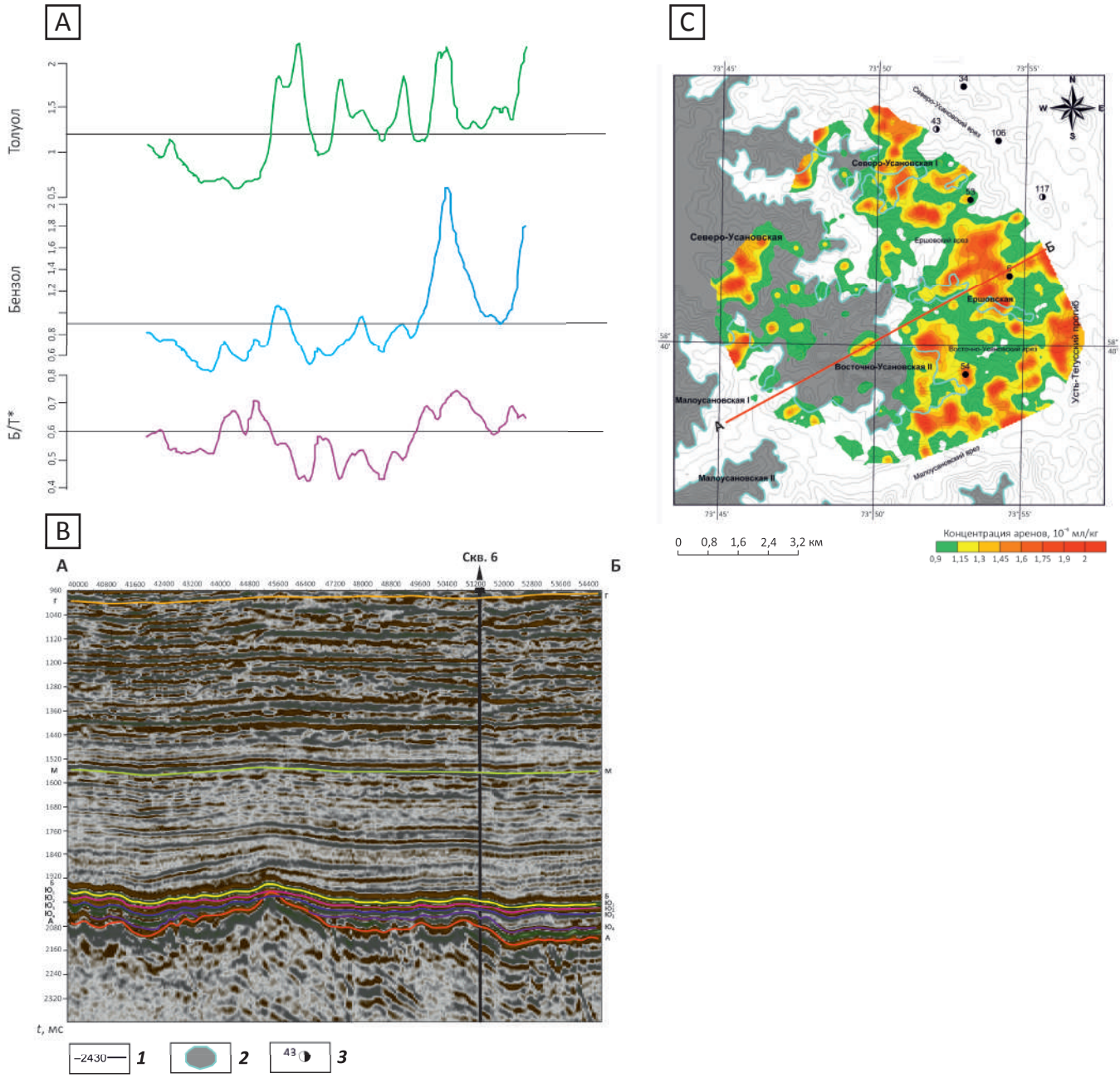
А — графики концентрации толуола, бензола и Б/Т*, совмещенные с временным разрезом; В — сейсмический временной разрез по линии А – Б; С — площадное распределение ароматических УВ, совмещенное со структурным планом по отражающему горизонту Б.

1 — площадь сейсморазведки 3D; ***2*** — сейсмоизогипсы отражающего горизонта Б, м; 3 — линия сейсмического временного разреза; ***4*** — предполагаемая зона распространения нефтенасыщенного коллектора; **скважины** (***5***, ***6***): ***5*** — продуктивная, ***6*** — непродуктивная

A — toluene, benzene, and B/T* diagrams, combined with time section; B — seismic time section along A – Б line; C — areal distribution aromatic HC, combined with structural map over reflection horizon B.

1 — 3D seismic survey area; ***2*** — contour lines of reflection horizon B, m; ***3*** — line of seismic time section; ***4*** — the supposed zone of oil saturated reservoir occurrence; **wells** (***5***, ***6***): ***5*** — productive, ***6*** — dry

Рис. 2. Распределение концентраций ароматических УВ на Усть-Тегусском месторождении
Fig. 2. Distribution of aromatic HC accumulations in the Ust-Tegussky field



А — графики концентрации толуола, бензола и Б/Т*, совмещенные с временным разрезом; В — сейсмический временной разрез по линии А – Б; С — площадное распределение ароматических УВ, совмещенное со структурным планом по отражающему горизонту Б.

1 — сейсмоизогипсы отражающего горизонта $Ю_4$, м; ***2*** — зона отсутствия пласта; ***3*** — скважина с притоком воды и нефти.

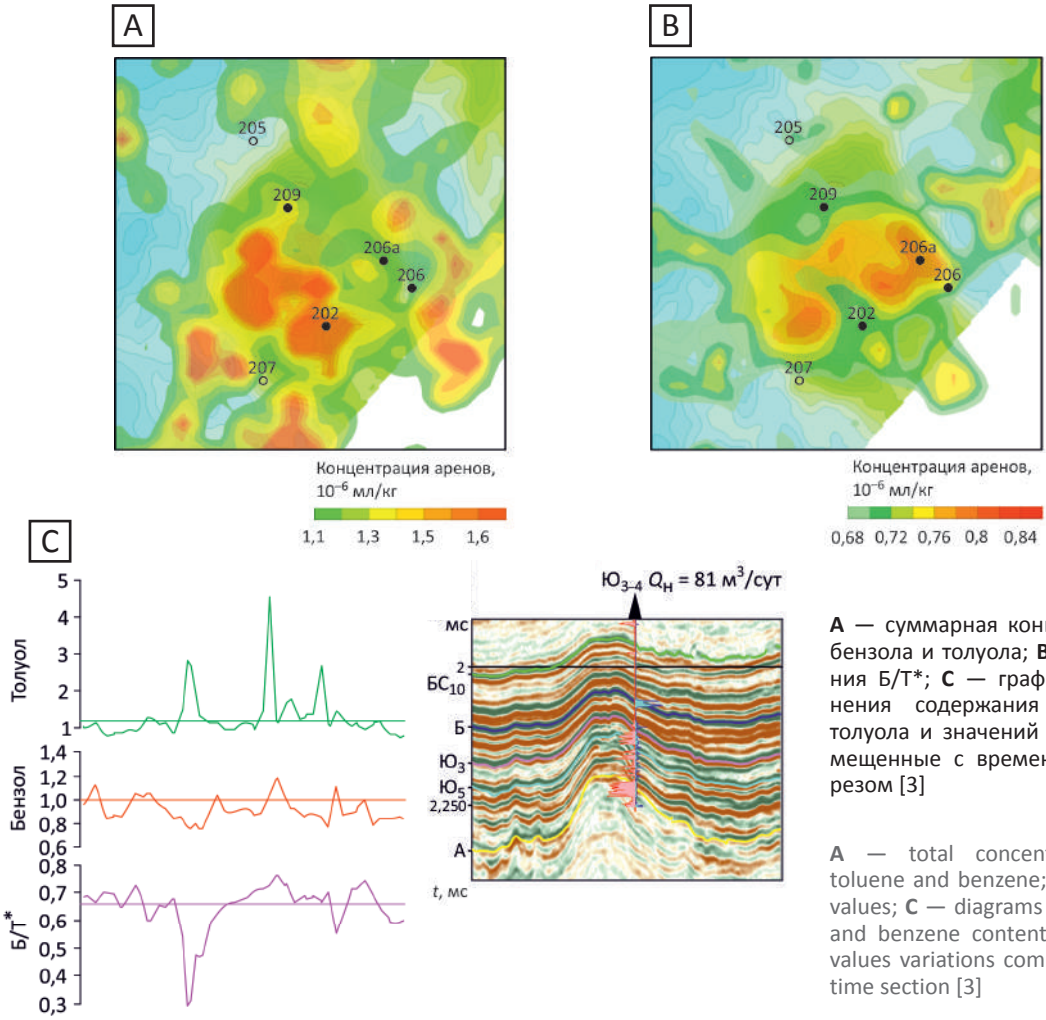
Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

A — toluene, benzene, and B/T* diagrams, combined with time section; B — seismic time section along A – Б line; C — areal distribution aromatic HC, combined with structural map over reflection horizon B.

1 — contour lines of reflection horizon J_4, m; ***2*** — zone where the reservoir is lacking; ***3*** — well with water and oil inflow.

For other legend items see Fig. 1

Рис. 3. Распределение геохимических показателей над нефтеносной структурой
Fig. 3. Distribution of geochemical indicators above the oil bearing structure



А — суммарная концентрация бензола и толуола; **В** — значения Б/Т*; **С** — графики изменения содержания бензола, толуола и значений Б/Т*, совмещенные с временным разрезом [3]

A — total concentration of toluene and benzene; **B** — B/T* values; **C** — diagrams of toluene and benzene content and B/T* values variations combined with time section [3]

Рис. 4. Зависимость распределения суммарной концентрации бензола и толуола в подпочвенных глинах от продуктивности юрских отложений [3]
Fig. 4. Distribution of total concentration of toluene and benzene in subsoil clay as a function of the Jurassic deposits productivity [3]

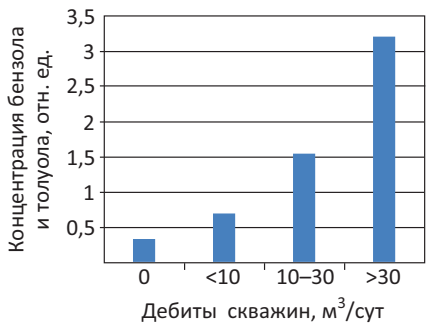
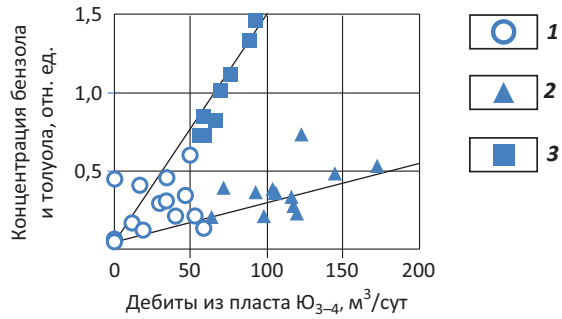


Рис. 5. Взаимосвязь суммарной концентрации бензола и толуола в подпочвенных глинах и продуктивности юрских отложений по данным эксплуатационного бурения [7]
Fig. 5. Dependency of total concentration of toluene and benzene in subsoil clay on Jurassic deposits productivity according to development drilling data [7]



Типы (***1–3***): ***1*** — не определен, ***2*** — I, ***3*** — II

Types (***1–3***): ***1*** — not defined, ***2*** — I, ***3*** — II

Полученные зависимости могут быть использованы в качестве прогнозного параметра при совместной геологической интерпретации геолого-геофизических данных и результатов детальных геохимических съемок. Однако прогноз нефтеносности осложняется наличием аномальной зависимости концентраций аренов от продуктивности пластов (см. рис. 5, тип II), выражающейся в более высоком уровне содержания бензола и толуола в пробах. Эти точки находятся в линейной зоне пониженных значений Б/Т* (см. рис. 3). Согласно представленной модели, это интерпретируется как наличие интенсивной миграции УВ из залежи по разлому, что приводит к аномальному росту их концентраций в приповерхностных отложениях. Диагностика таких зон необходима для повышения достоверности прогноза нефтеносности при использовании геохимических данных.

Заключение. На ряде месторождений Западной Сибири по материалам поисково-разведочного и эксплуатационного бурения выявлена прямая взаимосвязь содержания УВ в приповерхностных отложениях с продуктивностью нефтеносных отложений. Эта закономерность позволяет осуществлять прямой прогноз нефтеносности и выявлять высокопродуктивные зоны на основе комплексирования геохимических и геолого-геофизических материалов. Использование критериев, полученных на основе относительных концентраций отдельных УВ, позволяет диагностировать условия их миграции, оценивать эффективность флюидоупоров, активность разломных зон и т. п. Разработанные критерии успешно используются при диагностике нефтегазоносности структур как в Западной, так и в Восточной Сибири. Геохимические распределения хорошо согласуются с сейсмическими данными и результатами испытаний пластов в скважинах, пробуренных как до проведения геохимических съемок, так и после них. При разномасштабных исследованиях с шагом от 50 до 1000 м было выявлено, что данный метод позволяет решать различные задачи — от региональной оценки нефтеносности территории до уточнения контура нефтенасыщенного коллектора. Материалы геохимических исследований могут дополнять данные сейсморазведки и материалы ГИС, используемые при построении модели залежи и подготовке проекта разработки.

Литература

1. *Старобинец И.С.* Формирование аномальных геохимических полей на непродуктивных площадях и критерии их поисковой оценки // Геология нефти и газа. – 1992. – № 3. – С. 40–43.

2. *Курчиков А.Р., Белоносов А.Ю., Тимшанов Р.И.* Динамика концентраций ароматических углеводородов C_6–C_8 в приповерхностных средах в связи с прямыми геохимическими поисками залежей нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 4. – С. 44–48.

3. *Курчиков А.Р., Тимшанов Р.И.* Связь полей распределения содержания бензола и толуола в подпочвенных глинах с нефтеносностью отложений (на примере месторождений юга Западной Сибири) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 10–18.

4. *Старобинец И.С.* Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М. : Недра, 1986. – 200 с.

5. *Klusman R.W., Saeed M.A.* Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms. In: D. Schumacher and M.A. Abrams, eds. Hydrocarbon migration and its near-surface expression. *AAPG Memoir.* 1996; 66: 157–168.

6. *Brown A.* Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin.* 2000;84(11):1775–1789.

7. *Курчиков А.Р., Емельянов Д.В., Тимшанов Р.И., Белоносов А.Ю.* Необходимость применения геохимической съемки при подготовке структур к эксплуатационному бурению на примере Тямкинского и Усть-Тегусского месторождений (Уватский район Тюменской области) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 6. – С. 25–38.

References

1. *Starobinets I.S.* Formation of anomalous geochemical fields in non-productive areas, and criteria for their evaluation. *Geologiya nefti i gaza.* 1992;(3):40–43.

2. *Kurchikov A.R., Belonosov A.Yu., Timshanov R.I.* Dynamics of C6–C8, aromatic hydrocarbon concentration in near surface medium due to direct geological and chemical prospecting for oil deposits. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* 2010;(4):44–48.

3. *Kurchikov A.R., Timshanov R.I.* Relation of benzol and toluol distribution fields in subsoil clays with oil-bearing rocks (on the example of the deposits at the south of West Siberia). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* 2012;(10):10–18.

4. *Starobinets I.S.* Soil vapor indicators of oil and gas occurrence and prediction of HC accumulations composition. Moscow: Nedra; 1986. 200 p.

5. *Klusman R.W., Saeed M.A.* Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms. In: D. Schumacher and M.A. Abrams, eds. Hydrocarbon migration and its near-surface expression. *AAPG Memoir.* 1996; 66: 157–168.

6. *Brown A.* Evaluation of possible gas microseepage mechanisms. *AAPG Bulletin.* 2000;84(11):1775–1789.

7. *Kurchikov A.R., Emelyanov D.V., Timshanov R.I., Belonosov A.Yu.* The necessity of geochemical survey application while preparing structures for operational drilling with Tyamkinsky and Ust-Tegussky field taken as an example (Uvatsky region of Tyumen territory). *Geology, geophysics and development of oil and gas fields.* 2013;(6):25–38.