

УДК 553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2019-4-17-26

Естественное восполнение запасов нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

© 2019 г. | Е.Ю. Горюнов¹, В.А. Трофимов², А.Е. Нестерова³, Е.И. Чесалова⁴

¹Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Москва, Россия; eyugoryunov@yandex.ru;

²АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия; vatgeo@yandex.ru;

³Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; anesterova@yandex.ru;

⁴Государственный геологический музей им. В.И. Вернадского РАН, Москва, Россия; chesalova_ei@mail.ru

Поступила 31.01.2019 г.

Принята к печати 06.03.2019 г.

Ключевые слова: *современная подпитка и естественное восполнение запасов нефтяных месторождений; закономерности изменения свойств нефтей и теплового поля.*

На основе сопоставления объемов добытой нефти на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с геологическими и извлекаемыми запасами выявлены месторождения, в которых, по мнению авторов статьи, происходят современная подпитка глубинными углеводородными флюидами и естественное восполнение запасов. Весомыми аргументами в пользу этой гипотезы являются данные глубинной сейсморазведки, закономерное расположение таких месторождений и, главное, приуроченность к известным разломам. Также приведены и другие причины наблюдаемого явления. Проведен анализ представленных в Государственном балансе данных о свойствах нефтей. В результате выявлены закономерности изменения плотности нефтей, содержания в них серы, парафинов, смолисто-асфальтеновых компонентов по литолого-стратиграфическим комплексам и интервалам глубин. Зависимости этих параметров от глубины залегания залежей иллюстрируют, с одной стороны, закономерное уменьшение с глубиной плотности нефти, содержания в ней серы и смолисто-асфальтеновых компонентов, а с другой — широкий разброс значений этих параметров. Аргументировано, что такой разброс может быть вызван латеральной неоднородностью их распределения. Показано, что региональная изменчивость плотности нефти, содержания в ней серы, парафинов, смол и асфальтенов определяются, главным образом, латеральной зональностью и мало зависят от возраста и состава комплексов. Выявленная зональность в общих чертах сохраняет свою конфигурацию на разных интервалах глубин, что свидетельствует о преимущественно вертикальной направленности флюидного потока. Методически важным результатом является то, что выявление закономерностей и их анализ выполнены на основе созданных базы данных и математического аппарата, что обеспечило большую достоверность выводов. Показана необходимость продолжения исследований в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а также постановки подобных работ в других регионах.

Для цитирования: Горюнов Е.Ю., Трофимов В.А., Нестерова А.Е., Чесалова Е.И. Естественное восполнение запасов нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 17–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-17-26.

Natural replenishment of oilfields reserves in the Volga-Urals Petroleum Province

© 2019 | E.Yu. Goryunov¹, V.A. Trofimov², A.E. Nesterova³, E.I. Chesalova⁴

¹Russian State Geological Prospecting University, Moscow, Russia; eyugoryunov@yandex.ru;

²JSC CGE, Moscow, Russia; vatgeo@yandex.ru;

³Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; anesterova@yandex.ru;

⁴Vernadsky State Geological Museum, Moscow, Russia; chesalova_ei@mail.ru

Received 31.01.2019

Accepted for publication 06.03.2019

Key words: *current recharging and natural replenishment of oil field reserves; common factors of oil properties and temperature pattern variations.*

On the basis of the produced oil amounts comparison for the fields of Volga-Urals Petroleum Province with the initial in-place and recoverable reserves, the fields are identified, where, according to the authors, current recharging by the deep hydrocarbon fluids and natural reserves recharge occurs. The weighty arguments in favour of this hypothesis are deep seismic data, regular location of these fields, and, most importantly, their confinement to the known faults. The other causes of the observed phenomena are also presented. The authors analysed data on oil properties available from the State Register of Reserves. As a result, the regularities of variations of oil density, content of sulphur, paraffin, resins and asphaltene components in it are revealed within the litho-stratigraphic series and depth intervals. On the one hand, dependence of these parameters on depth of accumulation occurrence demonstrates the regular decrease of oil density, sulphur, resins and asphaltene components content with depth; and from the other hand, a wide range of values of these parameters. The reasons are given for the fact that such a variance may be caused by

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

lateral inhomogeneity of their distribution. It is shown that regional variability of oil density, content of sulphur, paraffin, resins and asphaltene components in it are mainly governed by lateral zonality and do not depend much on the sequences age and composition. The revealed zonality retains in general its configuration at different depth levels, which is indicative of predominantly vertical fluid flow direction. Revealing and analysis of common factors are carried out on the basis of the compiled database and mathematical tools, which makes this result methodologically important. This provided greater reliability of the conclusions, the need to continue studies in Volga-Urals Petroleum Province, and also planning of similar works in the other regions.

For citation: Goryunov E.Yu., Trofimov V.A., Nesterova A.E., Chesalova E.I. Natural replenishment of oilfields reserves in the Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(4):17–26. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-17-26.

Гипотеза о естественном восполнении запасов (или о современной подпитке) нефтяных месторождений, представленная в работе Б.А. Соколова и А.Н. Гусевой в 1993 г. [1], получила дальнейшее развитие в трудах многих ученых. Стало появляться больше фактов, подтверждающих ее существование. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (НГП) тому не исключение. По этому региону также увеличивается объем информации, свидетельствующей о современном восполнении запасов нефти на ряде месторождений.

Так, проведенный ранее анализ динамики эксплуатации месторождений показал, что примерно на 10 % нефтяных месторождений Волго-Уральской НГП наблюдаются признаки подтока УВ-флюидов [2]. При этом под восполнением запасов понимается поступление в разрабатываемую залежь промышленно значимых объемов УВ в относительно короткие сроки, сопоставимые со временем разработки — первые десятки лет.

Многие исследователи ([3–7] и др.) отмечали, что важнейшими признаками наличия подтока являются:

- существенное превышение накопленной добычи над первоначально подсчитанными запасами;
- длительные сроки разработки месторождений, превышающие нормативные в несколько раз.

Элементарный расчет показал, что в 69 нефтяных месторождениях Волго-Уральской НГП накопленная добыча уже превысила не только извлекаемые, но и геологические начальные запасы. Такие месторождения условно названы «аномальными» (таблица).

Кроме того, имеется целый ряд месторождений, где объем добытой нефти не превысил геологические запасы, но извлекаемые запасы уже превышены существенно — в разы. Яркими примерами являются Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения, где накопленная добыча нефти превысила извлекаемые запасы категорий А + В + С₁ в 2,65 и 2,8 раза соответственно.

В пределах месторождений наблюдается резкая неравномерность работы эксплуатационных скважин. Так, по данным Р.Х. Муслимова, на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения с помощью кластерного анализа были выявлены десятки скважин с аномальными параметрами и высокой накопленной добычей, дебит каждой из кото-

рых составлял более 1 млн т нефти. Также выявлены сотни скважин с инверсией дебитов (долговременное падение «вдруг», без видимых причин, сменяется их ростом), что резко противоречит «закону» падающей добычи нефти [5]. Причем, как показал анализ этих данных совместно с результатами сейсморазведки [8], «аномальные» скважины располагались на площади достаточно закономерно.

Если для месторождений, находящихся на заключительных стадиях разработки, для выявления наличия современного восполнения запасов достаточно просто сравнить объем накопленной добычи с ранее подсчитанными запасами, то для месторождений, находящихся в начальных стадиях разработки, такой метод непригоден. В то же время очевидно, что наличие или отсутствие подтока существенно влияет на оценку запасов месторождения, технологию и сроки его разработки и, соответственно, его стоимостную оценку.

Для изучения возможностей прогноза месторождений, где наиболее вероятно восполнение запасов, а также для получения дополнительных аргументов за или против наблюдаемого на ряде месторождений феномена, авторами статьи были проанализированы некоторые свойства и параметры нефтей большинства залежей Волго-Уральской НГП, а также уточнено геолого-тектоническое положение «аномальных» месторождений.

На рис. 1 выделены находящиеся в длительной эксплуатации месторождения, на которых накопленная добыча превысила не только извлекаемые, но, как это ни парадоксально, даже суммарные геологические запасы категорий А + В + С₁ + С₂.

До настоящего времени нет убедительного объяснения этим фактам. Среди геологов, сталкивающихся с данной проблемой, существует несколько точек зрения на причины несоответствия добычи и начальных запасов. Согласно одной из них, такое несоответствие связано с ошибками построения геологической модели конкретного месторождения и обоснования подсчетных параметров [9]. В соответствии с другой на подобных месторождениях в ходе эксплуатации происходит перераспределение УВ в пределах залежи за счет их поступления из малопроницаемых пород, объемы которых не учитывались при подсчете запасов [10].

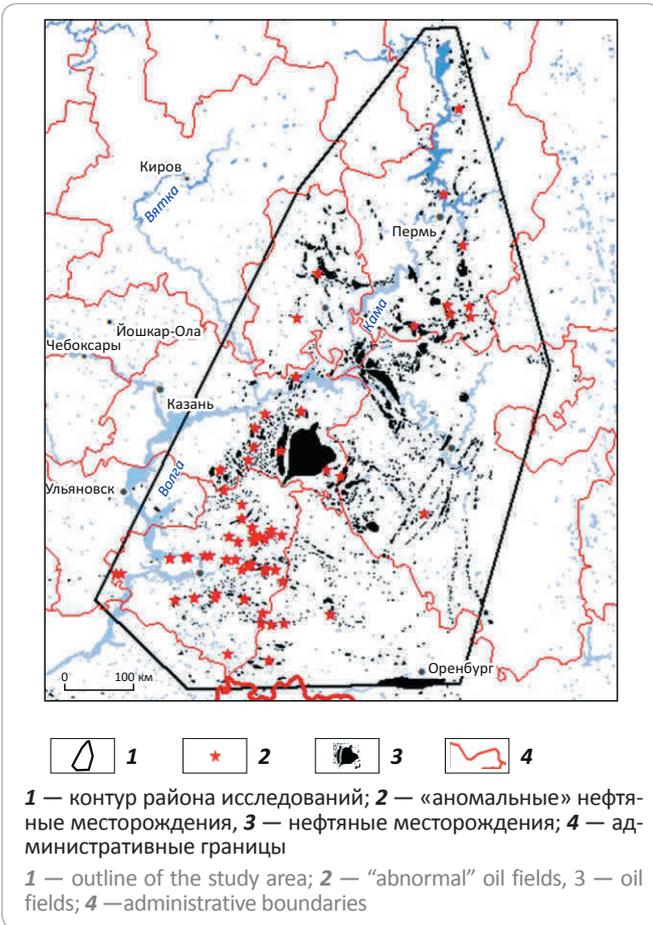
Таблица. Месторождения, в которых суммарная добыча превысила геологические запасы
Table. Fields where ultimate recovery exceeded in-place reserves

Месторождения	Год ввода в разработку	Срок разработки, годы	Суммарная добыча, тыс. т	Запасы на дату утверждения, тыс. т		Запасы на 01.01.2014 г., тыс. т		Накопленная добыча/запасы на дату утверждения	
				Геологические	Извлекаемые	Геологические	Извлекаемые	Геологические	Извлекаемые
Волгоградская область									
Шляховское нефтегазовое	1965	49	663	297	24	292	34	2,23	27,63
Арчединское нефтегазовое	1949	65	9152	7436	143	7373	80	1,23	64,00
Кленовское нефтегазоконденсатное	1962	52	4817	3546	1122	2589	12	1,36	4,29
Коробковское нефтегазоконденсатное	1957	57	61701	35540	5732	30773	509	1,74	10,76
Котовское нефтегазовое	1979	35	5945	5460	249	5869	315	1,09	23,88
Зимовское нефтегазовое	Нет данных	Нет данных	1376	868	29	864	14	1,59	47,45
Саратовская область									
Гусельское нефтяное	1954	60	4917	4274	875	3780	563	1,15	5,62
Иловлинское нефтегазоконденсатное	1969	45	958	456	61	1800	258	2,10	15,70
Соколовгорское нефтегазовое	1949	65	26715	19299	3911	18040	653	1,39	6,84
Самарская область									
Алакаевское нефтяное	1960	54	27430	26424	4291	25734	3572	1,04	6,39
Горбатовское нефтяное	1971	43	12431	11993	2718	11617	2342	1,04	4,57
Дмитриевское нефтегазовое	1957	57	68492	68387	7136	67468	6172	1,00	9,60
Зольненское нефтяное	1943	71	22897	13392	1038	13055	701	1,71	22,06
Козловское нефтяное	1965	49	22991	22522	3498	23210	5032	1,02	6,57
Красноярское нефтяное	1955	59	32115	24417	3527	23967	3096	1,32	9,11
Кудиновское нефтяное	1981	33	14222	14145	2955	14084	2967	1,01	4,81
Мухановское нефтяное	1947	67	1901474	147234	21634	145667	20067	1,29	8,80
Стрельненское нефтяное	1949	65	4353	3234	120	3213	99	1,35	36,28
Яблоневый Овраг нефтяное	1938	76	9791	6173	1025	5836	75	1,59	9,55
Оренбургская область									
Южно-Субботинское нефтяное	1980	34	199	196	51	190	45	1,02	3,90
Журавлевско-Степановское нефтегазовое	1939	75	5741	3187	420	2881	644	1,8	13,66
Республика Татарстан									
Бавлинское нефтяное	1946	65	68632	55819	3830	55012	3023	1,23	17,92
Бондюжское нефтяное	1955	59	64448	49830	9900	45489	5559	1,29	6,51
Ново-Елховское нефтяное	1956	58	33410	27581	463	33110	1951	1,21	72,16
Республика Башкортостан									
Аскарское нефтяное	1973	41	1856	1777	504	1497	235	1,04	3,68
Раевское нефтяное	1971	43	11814	7828	669	7676	384	1,51	17,66
Сатаевское нефтегазовое	1968	46	19205	18765	4785	22910	2710	1,02	4,01
Туймазинское нефтяное	1939	75	233553	217512	15398	215166	13052	1,07	15,17
Шкаповское нефтяное	1953	61	158467	143843	8676	143011	7949	1,10	18,26
Арланское нефтяное	1960	54	6131	5711	1149	5038	459	1,07	5,34
Демское нефтяное	1988	26	13135	11697	1051	11190	544	1,12	12,50
Манчаровское нефтяное	1957	57	68034	62336	4249	60847	2760	1,09	16,01
Серафимовское нефтегазовое	1949	65	50989	35733	833	35705	805	1,43	61,21

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Нефтяные месторождения («аномальные»), в которых накопленная добыча превышает первоначальные геологические запасы

Fig. 1. Oil fields (“abnormal”), where cumulative production exceeds the initial in-place reserves



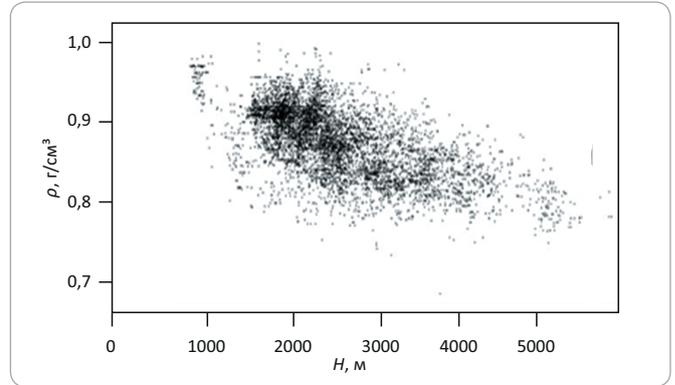
Не отрицая в принципе возможности ошибок при подсчете запасов и перераспределения УВ в процессе или после временной остановки эксплуатации, еще раз обратим внимание на явную неравномерность распределения «аномальных» месторождений по территории Волго-Уральской НГП.

Третья точка зрения, сторонниками которой являются авторы статьи, заключается в том, что подпитка месторождений осуществляется УВ, поступающими из глубинных очагов генерации по системам разломов и зон трещиноватости.

Для выявления региональных закономерностей распределения некоторых параметров нефтей и температурного поля авторами статьи был создан геоинформационный проект по значительной части Волго-Уральской НГП. Область исследований охватывала территорию площадью более 400 тыс. км² и включала Самарскую и Оренбургскую области, республики Татарстан, Башкортостан, Удмуртию и Пермский край (см. рис. 1). В основе анализа параметров нефтей и всех построений лежат официальные данные, приведенные в Государственном балансе по состоянию на 01.01.2014 г., включая информацию по глубине зале-

Рис. 2. Зависимость изменения плотности нефтей от глубины залегания залежей в Волго-Уральской НГП

Fig. 2. Oil density variation as a function of depth of pool occurrence in Volga-Urals Petroleum Province



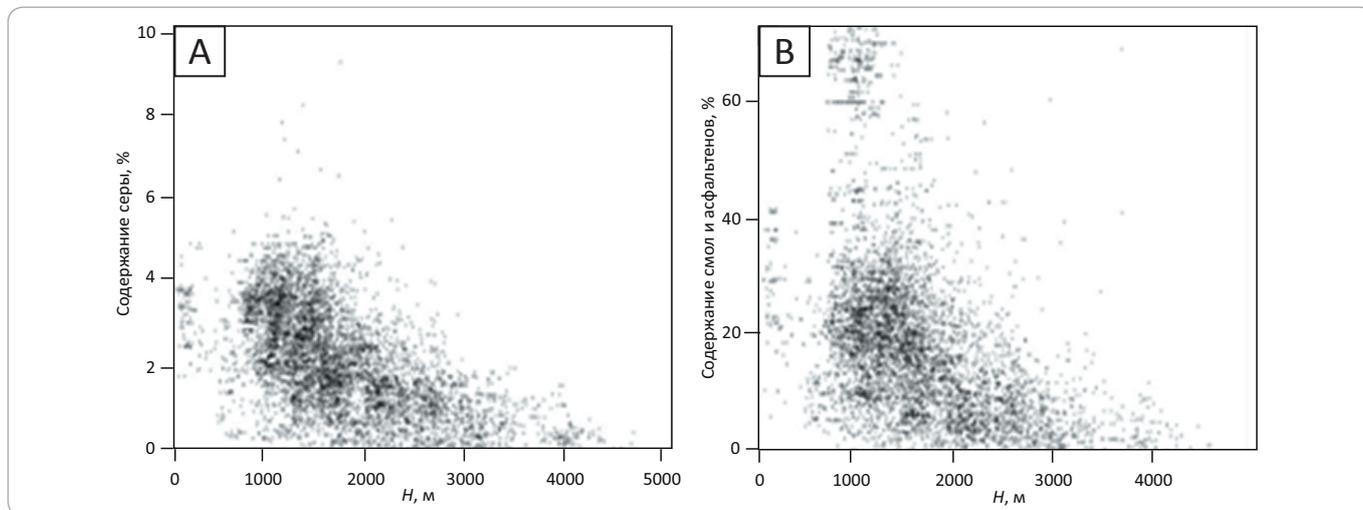
гания залежей, их стратиграфическому положению, пластовым температурам, плотности нефтей, содержанию в них серы, смол, асфальтенов и парафинов. Всего использовано более 13 тыс. записей по 12 600 залежам и 1472 месторождениям.

Использование современных ГИС-технологий позволило, с одной стороны, включить в расчеты значительный массив данных по обширной территории и тем самым избежать субъективности при построении карт, с другой — более отчетливо выявить региональные закономерности и на этой основе приблизиться, как полагают авторы статьи, к пониманию процессов, связанных с современной подпиткой и восполнением запасов разрабатываемых нефтяных месторождений.

Гипотеза о современной подпитке не противоречит выводам многих исследователей — сторонников теории разновозрастности нефтей провинции. Так, в работах К.Б. Аширова [11] убедительно показано, что поступление УВ-флюидов в ловушки осадочных комплексов Волго-Уральской НГП происходило в альпийскую фазу тектонической активности региона. По его мнению, именно в эту фазу положительные структуры, служившие ловушками нефти, прирастили до 80 % своих амплитуд. Впервые разновозрастность нефтей в регионе была отмечена В.А. Успенским [12], который о легких нефтях Саратовской области писал: «... нельзя не указать на особенности строения типичных нефтяных залежей Саратовской области, вполне отвечающие представлению о молодой, находящейся в стадии незаконченной аккумуляции, залежи. Характерным для саратовских залежей является наличие огромных размеров газовых шапок, окруженных на крыльях структуры лишь узкой оторочкой нефти. В условиях первичной миграции нефти с большими массами газа такое строение залежи должно быть нормальным для начальной фазы».

Следует отметить, что, наряду с высоким содержанием как свободного, так и растворенного газа, о молодом возрасте нефтей свидетельствуют высокие

Рис. 3. Зависимость содержания серы (А) и смол и асфальтенов (В) от глубины залегания залежей в Волго-Уральской НГП
Fig. 3. Sulphur (A) and resins and asphaltene (B) content variation as a function of depth of pool occurrence in Volga-Urals Petroleum Province



пластовые температуры и низкое содержание в «молодых» нефтях серы. Кроме того, согласно В.А. Успенскому, степень осернения нефти прямым образом коррелирует с увеличением ее плотности, обогащением асфальтово-смолистыми компонентами, повышением содержания ароматических УВ и уменьшением содержания метановых УВ. Все эти изменения происходят в результате «...процесса, согласно которому основным фактором изменения свойств нефтей является анаэробное окисление их за счет восстановления сульфатов в водах, омывающих залежь» [12].

Иллюстрацией к выводам В.А. Успенского могут служить графики зависимости этих параметров, построенные по данным Государственного баланса за 2014 г. (рис. 2, 3). На приведенных рисунках видно, что в подавляющем большинстве случаев при значительном разбросе значений с увеличением глубины залегания залежей наблюдается закономерное уменьшение как плотности нефтей, так и содержания серы и асфальтово-смолистых компонентов. И напротив, закономерное увеличение плотности нефтей и содержания серы, смол и асфальтенов с уменьшением глубины, которое обусловлено более активным протеканием процессов гипергенеза — дегазации, биодеградаци, окисления на меньших глубинах, в условиях более интенсивной гидродинамики. Это положение основано на результатах экспериментальных работ по изучению влияния гипергенных факторов на состав и параметры нефтей, выполненных многими исследователями, например В.Л. Мехтиевой (1987) и Т.А. Кирюхиной (1986, 2002), которые показали, что бактериальное окисление нефтей сопровождается последовательным исчезновением отдельных групп УВ (в первую очередь нормальных и изоалканов, затем парафинонафтеновых и на заключительных стадиях — нафтеноароматических) с одновременным ростом содержания смол и асфальтенов.

Исходя из этого, было бы логичным предположить, что на одной и той же глубине нефти должны характеризоваться близкими значениями этих параметров, однако, как показали построения, это не соответствует действительности (рис. 4–6).

На глубинных срезах в диапазоне 1400–2100 м, рассчитанных с интервалом 100 м, отмечается относительно стабильное пространственное положение зон с различными значениями плотности нефтей. Так, на приведенных в качестве примера двух схемах плотности нефтей в интервалах 1400–1500 и 2000–2100 м видно, что, во-первых, значения плотности на одной и той же глубине сильно различаются и, во-вторых, несмотря на существенную разницу глубин, зоны с низкими плотностями нефтей ($0,78\text{--}0,86\text{ г/см}^3$) характерны для южной, юго-западной и северо-восточной областей территории, тогда как нефти с высокими значениями плотности ($\geq 0,90\text{ г/см}^3$) распространены в западной, юго-восточной и центральной областях. Аналогичные закономерности наблюдаются и на схемах содержания серы (см. рис. 5) и асфальтово-смолистых компонентов (см. рис. 6). «Аномальные» месторождения нефти тяготеют к зонам с относительно низкими значениями приводимых параметров нефтей.

На полученных картах отчетливо видно, что региональные изменения параметров нефтей в залежах, находящихся на разных глубинах, главным образом определяются латеральной зональностью и практически не зависят, как было показано ранее [2], от приуроченности к разновозрастным нефтегазовым комплексам и литолого-фациального состава вмещающих пород.

Таким образом, по мнению авторов статьи, степень гипергенной преобразованности нефтей на конкретных глубинах будет определяться временем внедрения нефти в ловушки и продолжительностью ее нахождения там. Это позволяет использовать та-

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Схемы значений плотности дегазированной нефти в интервалах глубин 1400–1500 м (А) и 2000–2100 м (В)
Fig. 4. Maps of degassed oil density values in depth intervals 1400–1500 m (A) and 2000–2100 m (B)

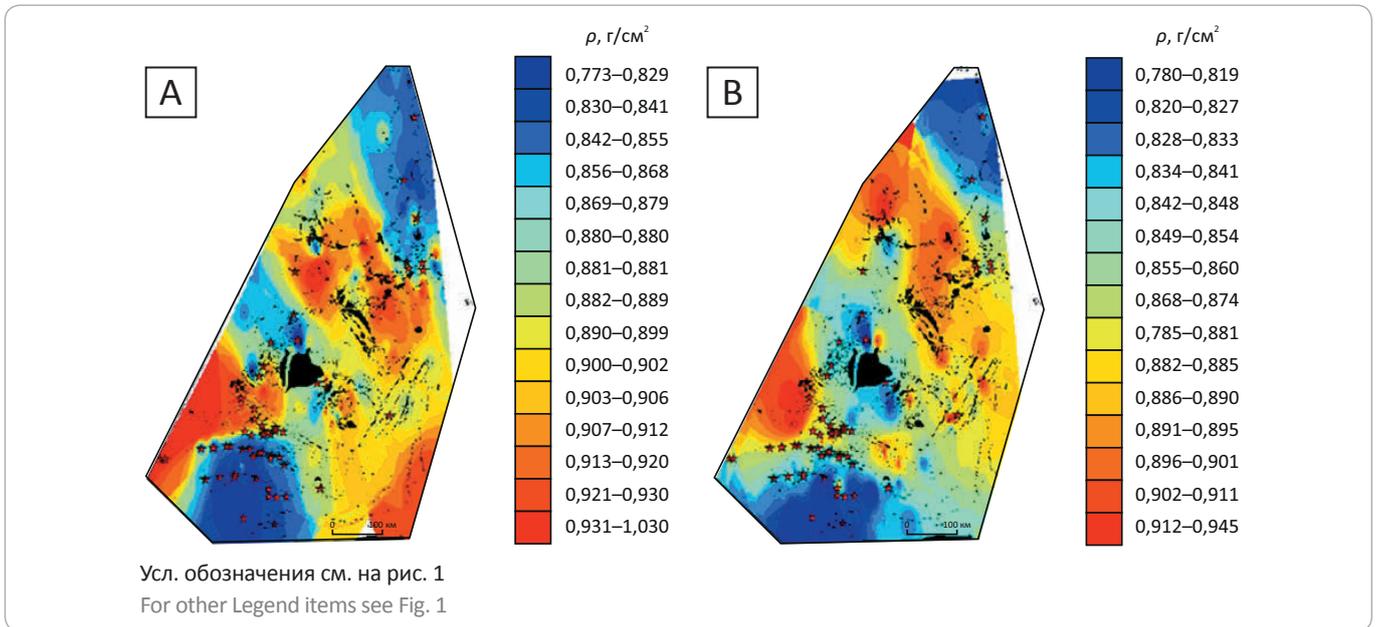


Рис. 5. Схемы содержания серы в диапазонах глубин 1400–1500 м (А), 1600–1700 м (В), 1800–1900 м (С), 1900–2000 м (D)
Fig. 5. Maps of sulphur content in depth intervals 1400–1500 m (A), 1600–1700 m (B), 1800–1900 m (C), 1900–2000 m (D)

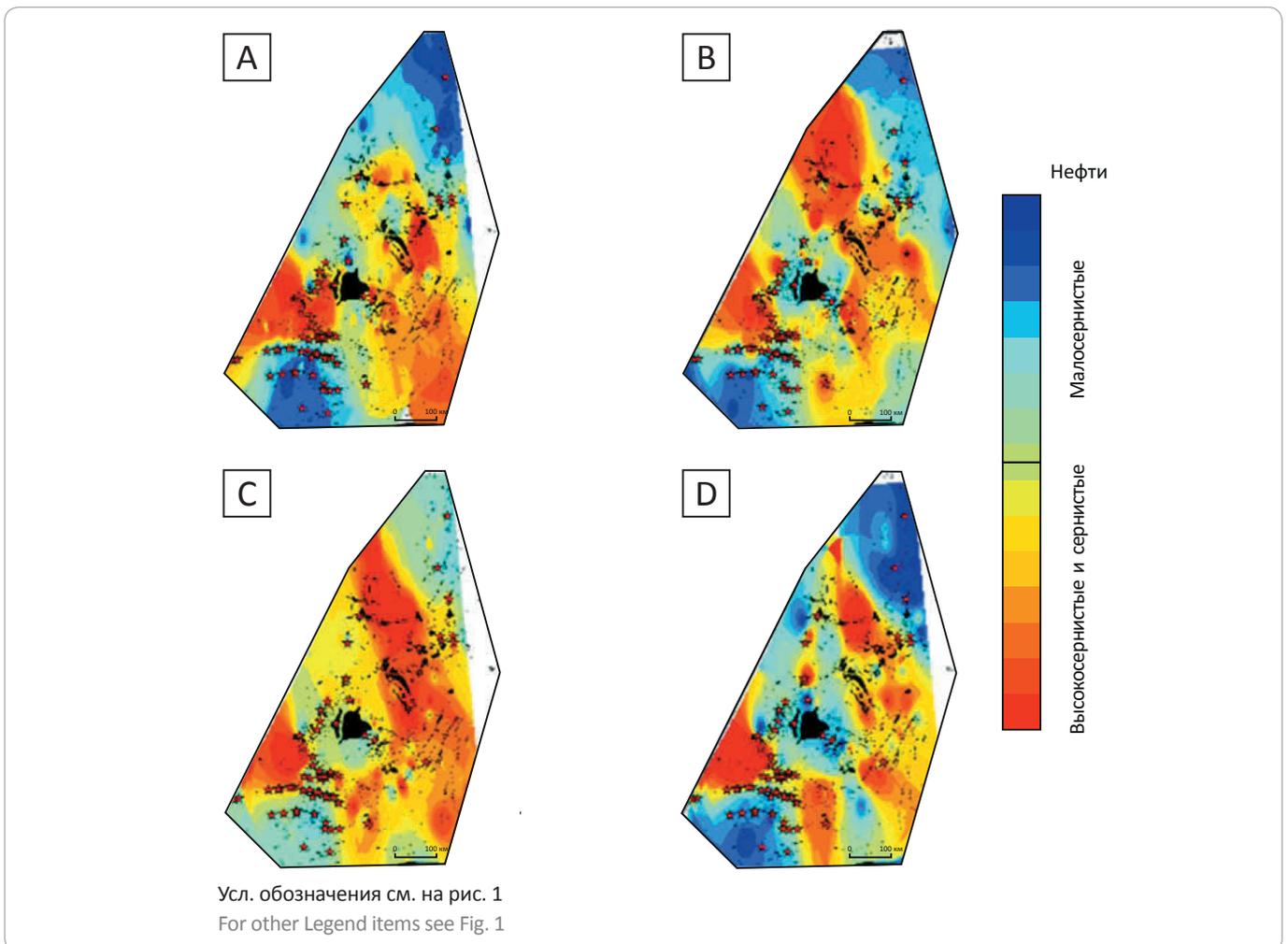
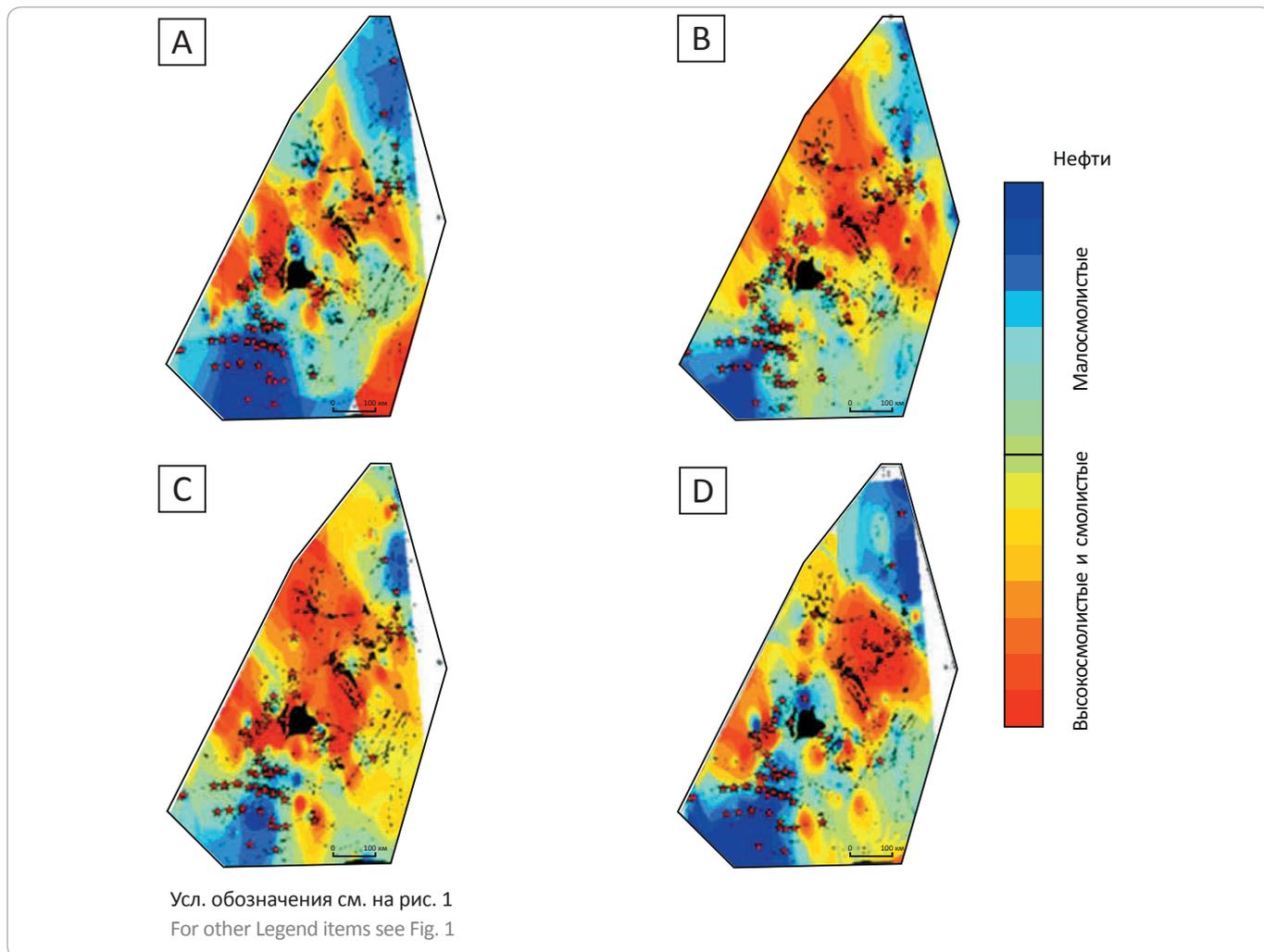


Рис. 6. Схемы содержания асфальтово-смолистых компонентов в диапазонах глубин 1400–1500 (А), 1600–1700 (В), 1800–1900 (С), 1900–2000 м (D)

Fig. 6. Maps of asphaltic-resinous components content in depth intervals 1400–1500 (A), 1600–1700 (B), 1800–1900 (C), 1900–2000 m (D)



кие параметры нефти, как плотность, содержание смол, асфальтенов, серы и парафинов, в качестве маркеров относительного возраста нефтей и, следовательно, определять интенсивность и динамику флюидодинамических процессов в регионе.

Исходя из этого, «молодые» нефти должны характеризоваться низкими значениями плотности, содержания серы, смол и асфальтенов и относительно высокими содержаниями растворенного газа и, напротив, в «старых» залежах или залежах, где современный подток отсутствует, нефти, как правило, дегазированы и обладают повышенными значениями этих параметров. Приведенные карты с нанесенными на них «аномальными» месторождениями, по мнению авторов статьи, подтверждают выдвинутую гипотезу.

Для большей убедительности авторы статьи провели по этой же методике анализ пластовых температур в диапазоне 1400–2100 м с интервалом 100 м (рис. 7).

Поле пластовых температур характеризуется как региональными, так и локальными неоднородностями. На картах во всех рассматриваемых диапазонах глубин выделяются три крупные области — юго-западная, относительно высокотемпературная (диапазон температур от 30 до 45 °С в интервале глубин 1400–1500 м и от 45 до 67 °С в интервале глубин 2000–2100 м); восточная, относительно низкотемпературная (диапазон температур от 20 до 30 °С в интервале глубин 1400–1500 м и от 26,4 до 44,8 °С в интервале глубин 2000–2100 м) и центральная со средними значениями пластовых температур. Характерно, что значительная часть «аномальных» месторождений тяготеет к зоне относительно повышенных температур.

Таким образом, выполненные построения, по мнению авторов статьи, подтверждают высказанное предположение о наличии подтоков УВ, а рассмотренные параметры нефти могут являться индикаторами подпитки.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 7. Схемы пластовых температур в интервалах глубин 1400–1500 м (А) и 2000–2100 м (В)
 Fig. 7. Maps of formation temperature in depth intervals 1400–1500 m (A) and 2000–2100 m (B)

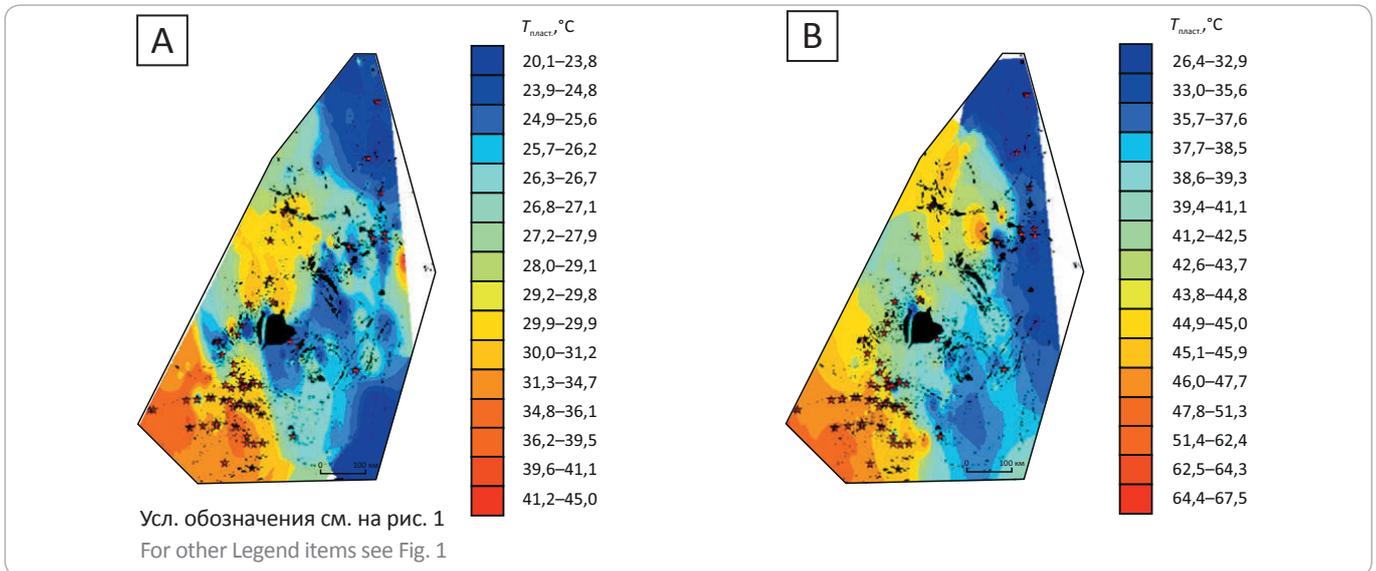
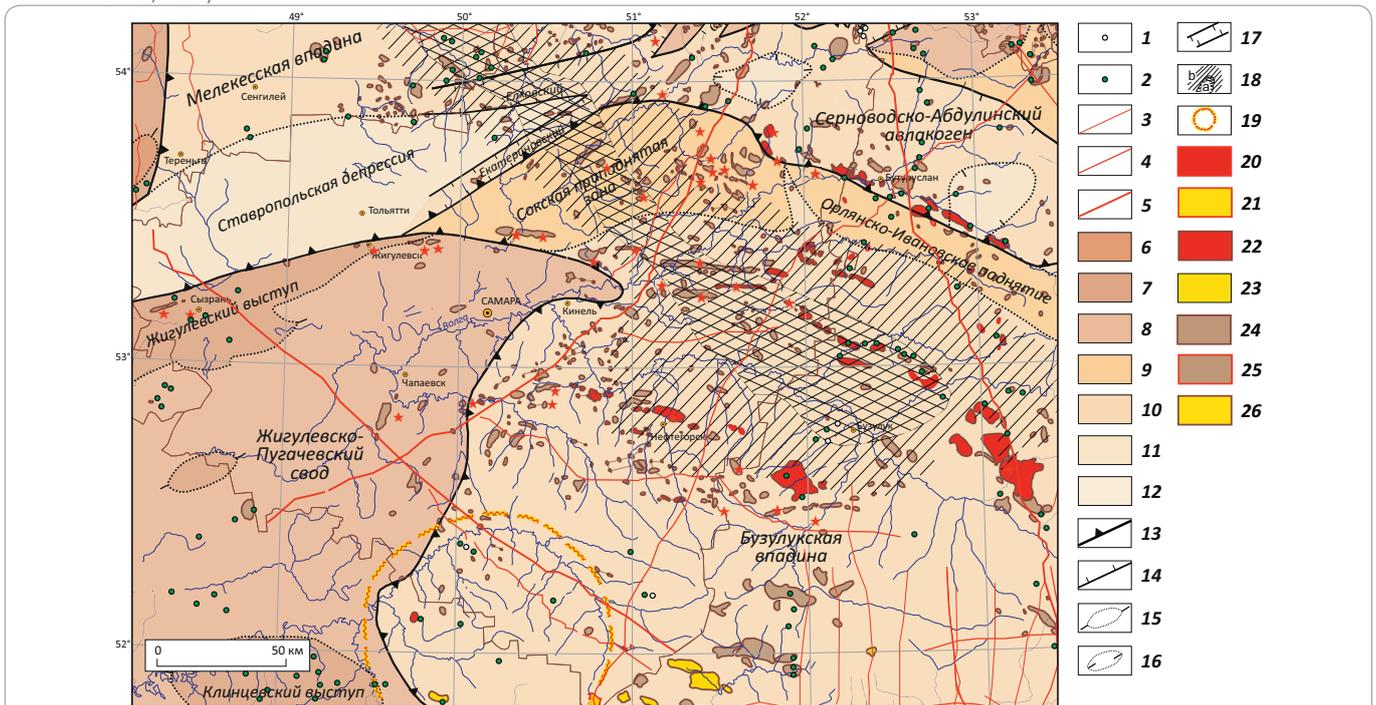


Рис. 8. Положение «аномальных» месторождений на тектонической карте Волго-Уральской НГП (Трофимов В.А., Романов Ю.А., Сидоров А.Д. и др., ИГиРГИ, 2006)

Fig. 8. Position of "abnormal" fields on the tectonic map of the Volga-Urals petroleum province (Trofimov V.A., Romanov Yu.A., Sidorov A.D. et al., IGI RGI, 2006)



Скважины (1, 2): 1 — параметрические, 2 — вскрывшие фундамент или рифей-вендские отложения; **сейсмические профили (3–5):** 3 — глубинность 7–15 км, 4 — глубинность 50–70 км, 5 — иллюстрируемые в статье; **структуры (6–12):** 6 — купола; 7 — выступы; 8 — своды; 9 — седловины, относительные поднятия II порядка (в прогибах и на бортах); 10 — прогибы, авлакогены, впадины; 11 — мелкие впадины II порядка, осложняющие прогибы, авлакогены; 12 — впадины юго-западного обрамления Волго-Камской антеклизы; **границы (13, 14):** 13 — тектонических элементов I порядка, 14 — погребенных выступов и сводов фундамента; **контуры (15, 16):** 15 — выступов на сводах и куполов на выступах, 16 — наиболее погруженных частей прогибов, впадин; 17 — грабенообразные прогибы фундамента; 18 — прогибы Камско-Кинельской системы (зоны: а — осевые, b — бортовые); 19 — центральные части кольцевых структур; **месторождения (20–26):** 20 — газовые, 21 — газоконденсатные, 22 — газонефтяные; 23 — конденсатные, 24 — нефтяные, 25 — нефтегазовые, 26 — нефтегазоконденсатные.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 1

Wells (1, 2): 1 — parametric, 2 — revealed the foundation or Riphean-Vendian deposits; **seismic sections (3–5):** 3 — 7–15 km depth, 4 — 50–70 km depth, 5 — illustrated in the article; **structure (6–12):** 6 — arches; 7 — outshots; 8 — folds; 9 — saddles; relative elevations of the second order (in the troughs and on the sides); 10 — deflections, aulacogens, depressions; 11 — small depressions of the second order

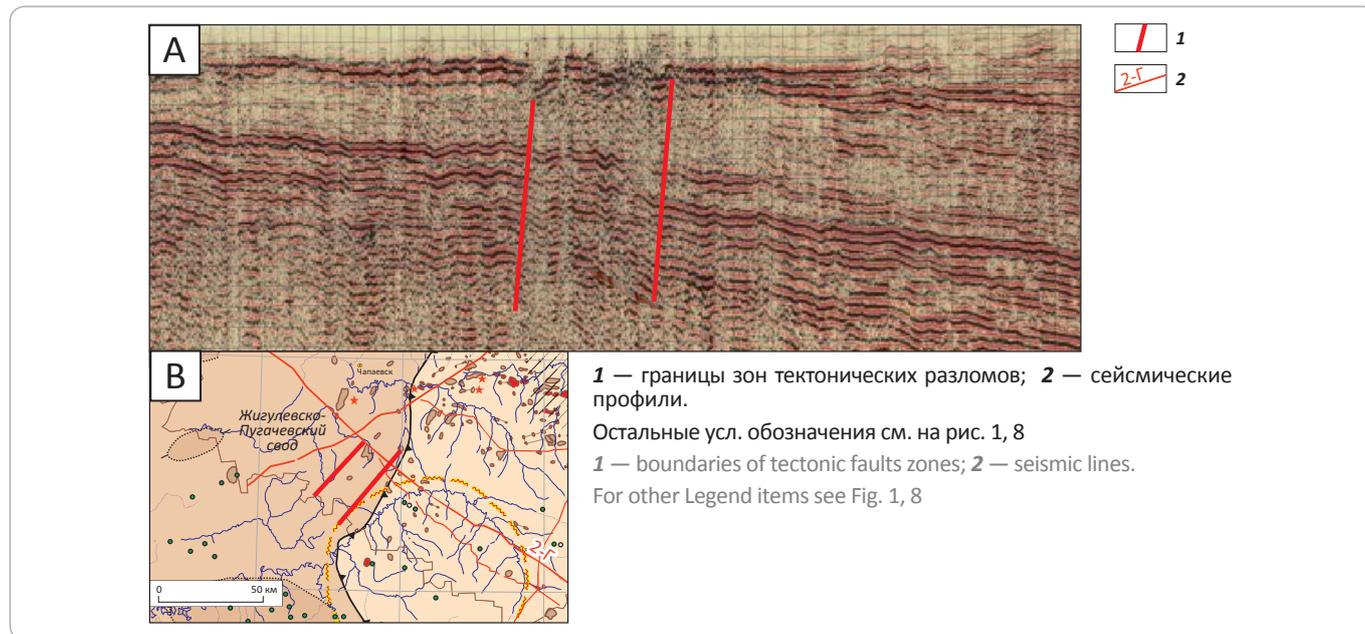
Усл. обозначения к рис. 8, окончание
Legend for Fig. 8, end.

complicating aulacogens; **12** — depressions of the south-western framing of the Volga-Kama antecline; **boundaries (13, 14)**: **13** — first order tectonic elements, **14** — buried protrusions and arches of the foundation; **contours (15, 16)**: **15** — the outshots on the folds and the arches on the folds, **16** — the most submerged parts of downfolds, depressions; **17** — trough basement downfold; **18** — deflections of the Kama-Kinel system (a — core zone, b — flanks); **19** — central parts of ring structures; **fields (20–26)**: **20** — gas, **21** — gas-condensate, **22** — gas-oil, **23** — condensate, **24** — oil, **25** — oil and gas, **26** — oil and gas condensate.

For other Legend items see Fig. 1

Рис. 9. Фрагмент сейсмического разреза по региональному профилю 2-Г (А) и схема его положения на тектонической карте Волго-Уральской НГП (Трофимов В.А., Романов Ю.А., Сидоров А.Д. и др., ИГиРГИ, 2006) (В)

Fig. 9. Fragment of seismic section along the 2-G regional line (A) and its location on the tectonic map of the Volga-Urals petroleum province (Trofimov V.A., Romanov Yu.A., Sidorov A.D. et al., IGIIRGI, 2006) (B)



Анализ тектонического строения территории показывает, что вероятными каналами миграции УВ могут служить разломы, ограничивающие крупные тектонические блоки (рис. 8), как это видно на временном разрезе (рис. 9).

Для выявления и определения параметров каналов современного поступления УВ необходимо пересмотреть с новых позиций геологические модели месторождений, на которых наблюдаются признаки восполнения запасов, для чего провести либо переинтерпретацию (как минимум) сейсмических материалов, либо дополнительные полевые сейсморазведочные работы.

Выводы

1. Региональная изменчивость плотности нефти, содержания в ней серы, парафинов, смол и асфальтенов определяется главным образом латеральной зональностью и мало зависит от возраста и литолого-фациального состава комплексов.

2. Установлено, что месторождения с накопленным объемом добычи, превышающим геологические запасы, приурочены к:

- границам крупных тектонических блоков;
- региональным разломам;
- зонам относительно повышенных пластовых температур;

– зонам пониженных значений содержания серы, смол и асфальтенов.

3. Выявленные закономерности являются еще одним аргументом в пользу наличия современной подпитки нефтяных месторождений и естественного восполнения их запасов; свидетельствуют о значительных масштабах генерации УВ-флюидов и их поступления в породы осадочного чехла; могут стать критериями или признаками для прогнозирования месторождений, на которых наиболее вероятно естественное восполнение запасов.

4. Очагов генерации и источников УВ, поступающих в Волго-Уральскую НГП, может быть несколько. Локализовать их возможно по данным кондиционной глубинной сейсморазведки методом общей глубинной точки.

5. Пути миграции потоков УВ (нефтеподводящими каналами) являются древние разломы, активизировавшиеся на неотектоническом этапе.

6. Для доказательства гипотезы о современной подпитке нефтяных месторождений и перевода ее в теорию необходимо создание принципиально новых моделей месторождений, базирующихся на постановке комплексных геолого-геофизических, геодинамических, геохимических и промысловых исследований и, главное, на новом идеологическом подходе.

Литература

1. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник Московского университета. Сер. Геология. – 1993. – № 3. – С. 39–46.
2. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Чесалова Е.И., Климентьева Д.Н. Закономерности пространственного распределения типов нефтей и их характеристик в нефтегазоносных комплексах на территории Волго-Урала // Геология нефти и газа. – 2014. – № 2. – С. 27–37.
3. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева Д.Н., Халиков А.Н., Кравченко М.Н. Проявление современных подтоков углеводородов в нефтегазовые комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 62–69.
4. Корчагин В.И., Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. – М. : ГЕОС, 2002. – С. 369–371.
5. Муслимов Р.Х. Стратегия воспроизводства запасов углеводородного сырья в старых нефтегазодобывающих районах // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть и газ, парагенезисы в системе горючих ископаемых. – М. : ГЕОС, 2006. – С. 164–167.
6. Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения в завершающей стадии разработки // Технологии нефти и газа. – 2006. – Т. 42. – № 1 – С. 30–38.
7. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. – СПб. : Недра, 2004. – 172 с.
8. Трофимов В.А. Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений — добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов // Георесурсы. – 2013. – Т. 54. – № 4. – С. 75–77.
9. Базаревская В.Г. Уникальное Ромашкинское месторождение Татарстана — неиссякаемый источник прироста запасов нефти // Георесурсы. – 2006. – Т. 19. – № 2. – С. 9–11.
10. Халимов Э.М., Лозин Е.В. Вторичная разработка нефтяных месторождений Башкортостана. – СПб. : ВНИГРИ, 2013. – 182 с.
11. Аширов К.Б. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2000. – Т. 2. – № 1. – С. 166–173.
12. Успенский В.А., Инденбом Ф.Б. Волго-Уральская нефтеносная область. Геохимическая характеристика нефтей и других битумов. – Л. : Государственное научно-техническое изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1957. – 303 с.

References

1. Sokolov B.A., Guseva A.N. On the possibility of rapid present-day generation of oil and gas [O vozmozhnosti bystroj sovremennoi generatsii nefi i gaza]. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser. Geologiya*. 1993;(3):39–46.
2. Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Chesalova E.I., Kliment'eva D.N. The regularities of spatial distribution of oil types and its properties in oil and gas-bearing complexes of Volga-Ural territory [Zakonomernosti prostranstvennogo raspredeleniya tipov neftei i ikh kharakteristik v neftegazonosnykh kompleksakh na territorii Volgo-Urала]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2014;(2):27–37.
3. Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Kliment'eva D.N., Khalikov A.N., Kravchenko M.N. The show of present hydrocarbon inflow into oil and gas complexes in the Volga-Ural oil and gas province [Proyavlenie sovremennykh podtokov uglevodorodov v neftegazovye komplekсы na territorii Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2015;(5):62–69.
4. Korchagin V.I., Trofimov V.A. Oil feeding channels and present-day feeding of oil fields [Neftepodvodyashchie kanaly i sovremennaya podpitka neftyanykh mestorozhdenii]. In: *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, nef' i gaz*. Moscow: GEOS; 2002. pp. 369–371.
5. Muslimov R.Kh. Strategy of hydrocarbon reserves replacement in the old oil and gas producing regions [Strategiya vosproizvodstva zapasov uglevodorodnogo syr'ya v starykh neftegazodobyvayushchikh raionakh]. In: *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, nef' i gaz*. Moscow: GEOS; 2006. pp. 164–167.
6. Muslimov R.Kh. A fresh approach to development potential of a super-giant Romashkinsky oil field in the closing phase of development [Novyi vzglyad na perspektivy razvitiya supergigantskogo Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya v zavershayushchei stadii razabotki]. *Tekhnologii nefi i gaza*. 2006;42(1):30–38.
7. Plotnikova I.N. Crystalline Basement in Tatarstan: geological, geophysical, and geochemical factors of petroleum potential [Geologo-geofizicheskie i geokhimicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti kristallicheskogo fundamenta Tatarstana]. St. Petersburg: Nedra; 2004. 172 p.
8. Trofimov V.A. Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of "old" fields — oil production directly from the oil-bearing channels [Kardinal'noe reshenie voprosa povysheniya nefteotdachi «starykh» mestorozhdenii — dobycha nefi neposredstvenno iz neftepodvodyashchikh kanalov]. *Georesursy = Georesources*. 2013;54(4):75–77.
9. Bazarevskaya V.G. The unique Romashkinskoye field of Tatarstan is an inexhaustible source of oil reserves growth [Unikal'noe Romashkinskoe mestorozhdenie Tatarstana — neissyaakaemyi istochnik prirosta zapasov nefi]. *Georesursy = Georesources*. 2006;19(2):9–11.
10. Khalimov E.M., Lozin E.V. Secondary recovery in the Bashkortostan oil fields [Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdenii Bashkortostana]. St. Petersburg: VNIIGRI; 2013. 182 p.
11. Ashirov K.B. Substantiation of reasons for manyfold replacement of oil and gas reserves in the producing fields, Samara Oblast [Obosnovanie prichin mnogokratnoi vospolnimosti zapasov nefi i gaza na razrabatyvaemykh mestorozhdeniyakh Samarskoi oblasti]. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra Rossiiskoi akademii nauk*. 2000;2(1):166–173.
12. Uspenskii V.A., Indenbom F.B. Volga-Urals oil-bearing area. Geochemical features of oil and other bitumens [Volgo-Ural'skaya neftenosnaya oblast'. Geokhimicheskaya kharakteristika neftei i drugih bitumov]. Leningrad: Gosudarstvennoe nauchno-tekhnicheskoe izd-vo neftyanoi i gorno-toplivnoi literatury; 1957. 303 p.