

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ПЕРМСКОГО КРАЯ

© 2018 г. Е. Е. Кожевникова, Т. В. Карасева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь.

E-mail: eekozhevnikova@mail.ru

Пермский край, относящийся к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, давший начало развитию нефтяной отрасли региона после открытия первого нефтяного месторождения в Верхнечусовских городках, продолжает занимать ведущие позиции по добыче углеводородов (УВ). В связи с высокими темпами отбора запасов актуальность сохраняют работы по увеличению ресурсной базы края.

Основная добыча ведется из семи промышленных нефтегазоносных комплексов (НГК): девонский терригенный; верхнедевонско-турнейский карбонатный; ниже-средневизейский терригенный; верхневизейско-башкирский карбонатный; верейский терригенно-карбонатный; каширско-гжельский карбонатный; нижепермский карбонатный. Большая часть запасов УВ сосредоточена в верхнедевонско-турнейском, ниже-средневизейском и верхневизейско-башкирском НГК, данные комплексы наиболее изучены. Из всех выделенных НГК наиболее перспективными для открытия новых залежей являются девонский терригенный и нижепермский карбонатный. Нефтегазоносность данных комплексов доказана наличием разрабатываемых залежей. На всей территории края открыто 238 месторождений, из них 14 имеют залежи в нижепермском комплексе, а 41 месторождения имеет залежи в терригенном девоне (рис. 1).

Перспективность нижепермского комплекса в восточных районах связана с наличием в данных отложениях соляных толщ, которые, как известно, являются наилучшими флюидоупорами для залежей УВ. Перспективность терригенного девона подтверждается высокой концентрацией запасов УВ на ближайших территориях: в республиках Татарстан и Башкортостан основные запасы сосредоточены в данном комплексе.

Нижепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс представлен отложениями ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела пермской системы, нефтегазоносность зафиксирована почти во всех тектонических регионах с разной степенью интенсивности: от битуминозности и слабых нефтепроявлений до промышленных притоков нефти [5]. Разрабатываемые залежи содержат как нефть, так и свободный газ, территориально все залежи расположены в зоне размещения кунгурской сульфатно-галогенной толщи. Соленосная толща служит надежной крышкой для нижепермских отложений, и для всех нижележащих комплексов, изолируя их от воздействия поверхностных агентов. Нефти комплекса обычно тяжелые, высокосернистые, высокосмолистые, малопарафинистые, с повышенной долей асфальтенов и низким выходом светлых фракций [6]. Плюсы данного комплекса заключаются в высокой степени разбуренности и для доизучения нет необходимости бурить новые скважины, так как все действующие скважины вскрыли данные отложения, что весьма выгодно в существующей экономической обстановке. По мнению многих геологов, в данных отложениях могут быть открыты пропущенные залежи. Тот факт, что нефти данного комплекса часто относительно тяжелые, вязкие и содержат высокий процент примесей, не должен останавливать в связи с ростом технологических возможностей добычи.

Проведенные ранее работы [2] указывают на схожесть нефтей терригенного девона и нижепермского комплекса, как по физико-химическим, так и по генетическим параметрам, что предполагает генерацию данных нефтей общей нефтегазоматеринской свитой (НГМС). Соответственно выделение перспективных районов для одного из этих комплексов с высокой вероятностью во многом применимы и для другого.

Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс содержит около 5.1% начальных суммарных ресурсов нефти Пермского края [6]. Комплекс представлен отложениями верхнеэмского подъяруса, бийского, афонинского горизонтов эйфельского яруса, всех горизонтов живетского яруса и нижефранского подъяруса. В работе использованы данные о стратиграфии, геохимических параметрах, микропетрографических исследований по 48 скважинам. Полнота и мощность

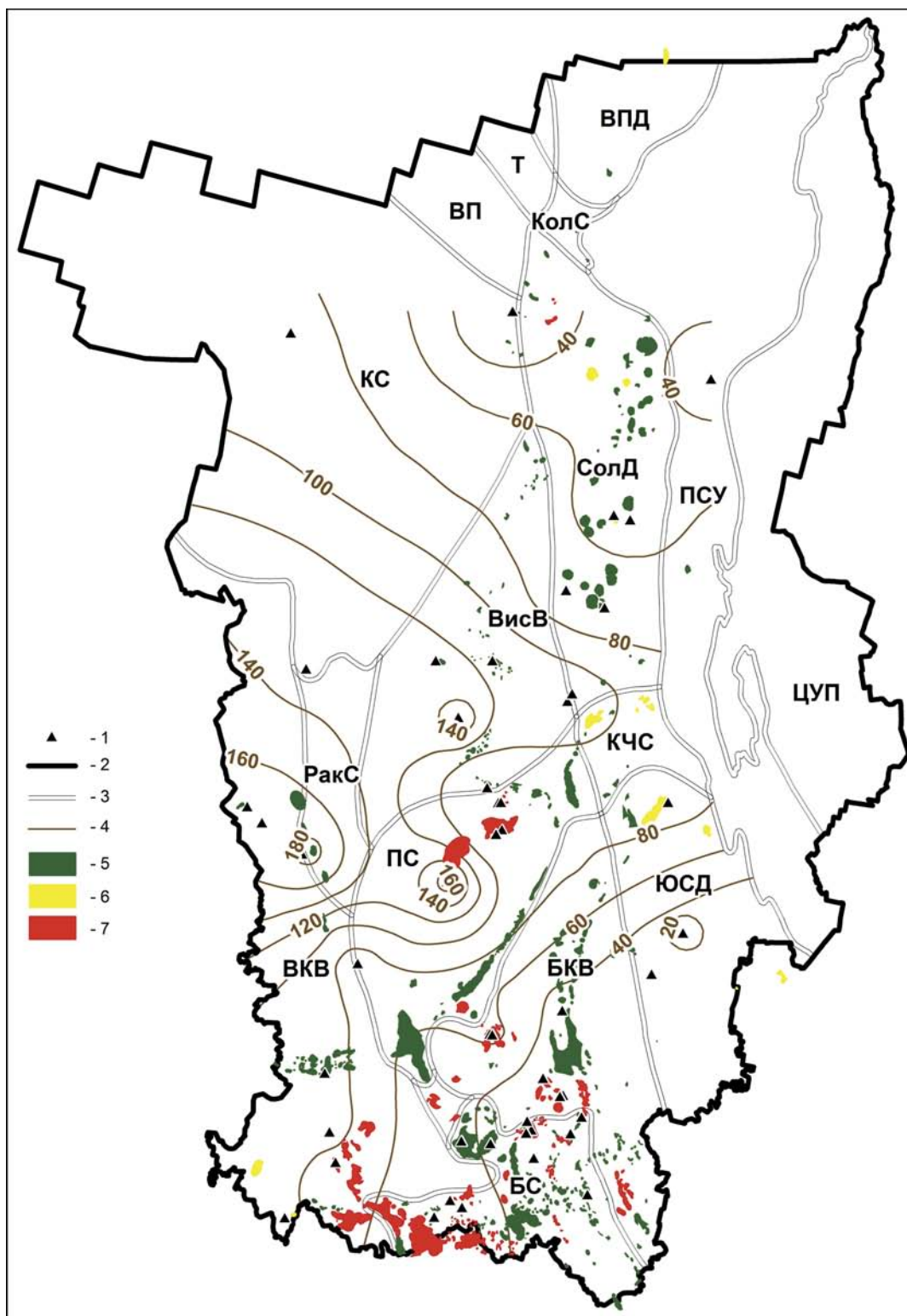


Рис. 1. Распределение мощности терригенного девона на территории Пермского края

Условные обозначения: 1 — скважины; 2 — административная граница Пермского края; 3 — границы крупных тектонических структур: Т — Тиманский кряж, ВП — Вычегодский прогиб, ПСУ — Передовые складки Урала, ЦУП — Центрально-Уральское поднятие; своды: КС — Камский, ПС — Пермский, БС — Башкирский; впадины: ВисВ — Висимская, ВКВ — Верхнекамская, БКВ — Быско-Кунгурская; седловины: РакС — Ракшинская, КолС — Колвинская, КЧС — Косьвинско-Чусовская; депрессии: ВПД — Верхнепечорская, СолД — Соликамская, СД — Юрюзано-Сылвенская; 4 — мощность пород девонского терригенного нефтегазоносного комплекса; 5 — месторождения УВ; 6 — месторождения УВ с залежами в нижнепермском карбонатном НГК; 7 — месторождения УВ с залежами в девонском терригенном НГК.

разреза на территории края не выдержанная, наиболее полно разрез представлен в центральной части (рис. 1), на север и юг мощность и стратиграфическая полнота разреза сокращается. На юго-востоке комплекс представлен только тиманскими отложениями, так как на протяжении всего периода формирования отложений данного комплекса в этом районе существовала Красноуфимская палеосуша [8], служившая основным источником сноса терригенного материала и только в тиманское время, опустившаяся ниже уровня моря.

В комплексе разрабатываются только нефтяные залежи, более 80% которых сосредоточено на юге края (рис. 1). Несмотря на разработку и продолжительный период изучения нефтегазоносности данного комплекса, среди ученых так и не сложилось единое представление об источнике генерации нефтей. Существует несколько представлений о генерации: генерация за счет нижележащих рифейско-вендских отложений [12]. Позже проведены работы по изучению геолого-геохимических параметров рифейско-вендских нефтей [1], сравнительный анализ свойств и генетических параметров нефтей терригенного девона и нижележащих [4], получены результаты исключаяющие возможность генерации нефтей терригенного девона за счет нижележащих толщ. В последние годы широкое распространение получило мнение о генерации УВ рассматриваемого комплекса за счет собственных НГМС, так по данным геохимических исследований сделан вывод о значительном УВ потенциале [11].

В данной работе проведена оценка генерационного потенциала девонского терригенного комплекса на всей территории края объемно-генетическим методом, ранее такая работа проводилась для южной части края [3]. При расчетах использовались данные о содержании органического вещества (ОВ), определявшиеся по концентрации органического углерода ($C_{орг}$) в глинистых породах со значением более 0.3%, такие отложения рассматриваются как нефтегазоматеринские породы (НГМП) [9]. Наибольшая концентрация органического вещества (до 2.6%) отмечена в тиманских НГМП в пределах Соликамской депрессии, Пермский свод характеризуется НГМП тиманского возраста с $C_{орг}$ до 2.1%, так же повышенные значения $C_{орг}$ до 1.8% встречаются в Верхнекамской впадине в породах Эйфельско-живетского, а местами тиманского возраста, и на севере Камского свода в тиманских отложениях (рис. 2). Согласно микропетрографическому описанию преобладает органическое вещество гумусовое с примесью сапропелевого.

Однако для установления зоны генерации необходимо выделение территорий с распространением нефтегазоматеринских свит (НГМС), т.е. толщ с возможностью генерации нефти в промышленных масштабах, и имеющих плотность органического вещества более 1×10^6 т/км² [10]. Плотность содержания ОВ в породах рассчитана по формуле: $Q_{ОВ} = C_{орг} \times d \times H \times 10^7$, где $C_{орг}$ — содержание ОВ в породе (%), d — плотность пород (г/см³), H — мощность НГМП (км). По рассчитанным данным построена карта распределения плотности ОВ (рис. 2); по работам ЗАО «КамНИИКИГС» известно, что породы комплекса вступали в главную зону нефтеобразования. В результате удалось установить зоны распространения НГМС, незначительные по площади, выделенные в центральной части Соликамской депрессии и в пределах Верхнекамской впадины.

С целью установления масштабов генерации проведен расчет плотности генерации. Полученные данные плотности содержания органического вещества в породах терригенного девона позволяют рассчитать плотность генерации нефти ($Q_{ген}$), по формуле [7]: $Q_{ген} = C_{орг} \times \rho_{мн} \times h_{мн} \times K_{н}^{ген} \times 10^6 / C^r \times M_{ост}$, где: $C_{орг}$ — концентрация остаточного органического углерода в материнских породах, %; $\rho_{мн}$ — плотность материнских пород т/м³; $h_{мн}$ — мощность НГМП, м; $K_{н}^{ген}$ — коэффициент генерации нефти, % от исходной массы органического вещества; C^r — концентрация углерода в остаточном ОВ на данной стадии катагенеза, %; $M_{ост}$ — остаточная масса ОВ, % от исходной массы. В связи с присутствием в выделенных нефтегазоматеринских породах изучаемого комплекса смешанных форм органического вещества генерационный коэффициент рассчитан по табличным данным как среднее значение между типичными разностями сапропелевого и гумусового органического вещества на стадии катагенеза МК₁. Плотность генерации по рассчитанным данным в зонах распространения НГМС составила меньше тоны на квадратный километр, что не достаточно для формирования существующих залежей нефти. В связи с полученным результатом можно предположить, что разрабатываемые залежи нефти в терригенном девоне образовались за счет НГМС верхнедевонско-турнейского комплекса.

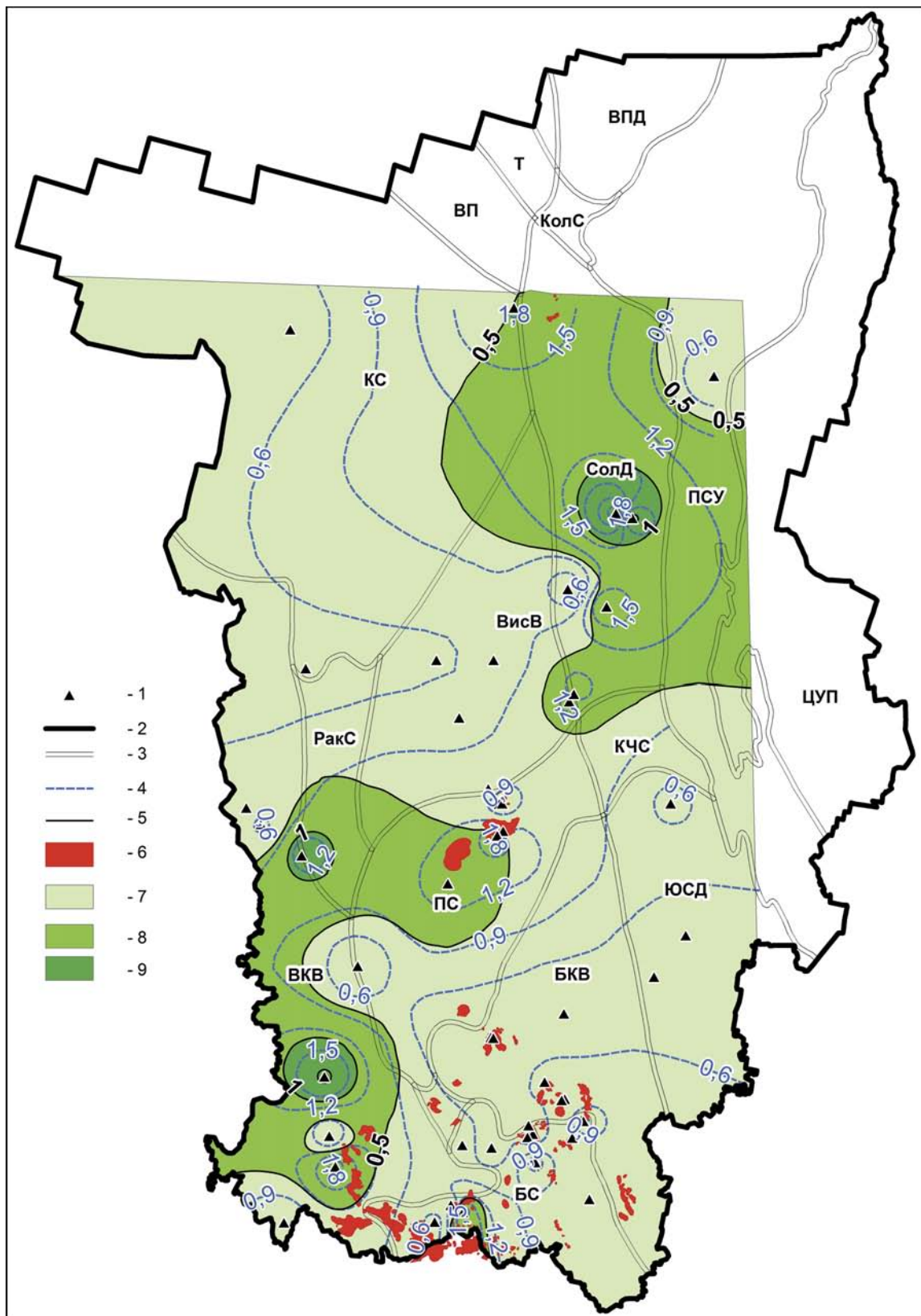


Рис. 2. Распределение плотности органического вещества терригенного девона на территории Пермского края
Условные обозначения: 1 — скважины; 2 — административная граница Пермского края; 3 — границы крупных тектонических структур, названия см. рис. 1; 4 — содержание $C_{орг}$; 5 — плотность ОВ; 6 — месторождения УВ с залежами в девонском терригенном НГК; Плотность ОВ: 7 — от 0 до 0.5 млн т/км²; 8 — от 0.5 до 1.0 млн т/км²; 9 — от 1.0 и более млн т/км² (зона распространения НГМС).

В разрезе осадочного чехла, на рассматриваемой территории также выделяют два потенциально нефтегазоносных комплекса (НГК), это рифейский карбонатно-терригенный и вендский терригенный. Данные НГК наименее изучены бурением и представляют собой объекты будущих исследований. В вендском НГК открыт ряд залежей на территории Пермского края и Удмуртской Республики, часть из которых уже попали в Государственный баланс запасов.

По результатам детального геолого-геохимического изучения 48 скважин, расположенных на территории Пермского края, установлено, что в отложениях девонского терригенного нефтегазоносного комплекса в породах эйфельского и тиманского возрастов выделены незначительные по площади зоны распространения НГМС, но плотность генерации в этих зонах мала и не могла привести к формированию всех открытых залежей УВ. Также выявлено, что зоны распространения НГМС не соответствуют зонам размещения разрабатываемых залежей нефти. В связи с полученными данными наиболее перспективными районами для поиска нефтей в девонском терригенном НГК являются уже открытые месторождения с залежами нефти в верхнедевонско-турнейском НГК, а также выделенные зоны распространения нефтегазоматеринских свит верхнедевонско-турнейского комплекса и двадцатикилометровая зона около них, так как при миграции на большее расстояние происходит полное рассеивание углеводородов.

Литература:

1. *Башкова С.Е., Карасева Т.В.* Некоторые особенности процессов генерации УВ в рифей-вендских отложениях Волго-Уральской НГП // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: Сб. статей по матер. Регион. науч.-практ. конф. Пермь. — 2006. — С. 86–89.
2. *Кожевникова Е.Е.* Сопоставление биомаркеров нефтей пермских отложений и терригенного девона // Пермская система: стратиграфия палеонтология, палеогеография, геодинамика и минеральные ресурсы: Сб. Матер. Междунар. науч. конф., посвященной 170-летию со дня открытия пермской системы (5–9 сент. 2011 г., Пермь) / Перм. гос. ун-т. — Пермь, 2011. — С. 265–267.
3. *Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В.* Особенности формирования залежей нефти в отложениях терригенного девона южной части Пермского края // Нефтегазовое дело [Электронный научный журнал]. — 2011. — № 5. — С. 302–317. — URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kozhevnikova/Kozhevnikova_1.pdf.
4. *Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В., Трубникова Ю.А.* Закономерности изменения свойств и состава нефтей терригенного девона в южных районах Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 7. — С. 109–114.
5. *Красильников Б.В., Оборин А.А., Сиринов А.В.* Нефтегазоносность нижнепермских отложений Пермского Предуралья // Нижнепермские отложения Пермского Предуралья. — Пермь, 1973. — С. 327–354. — (Тр. ВНИГНИ. Камское отделение; Вып. 118).
6. *Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В.* Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. — М.: ВНИИОЭНГ, 2010. — 335 с.
7. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России / ВНИГНИ. — М., 2000. — 189 с.
8. *Проворов В.М.* История геологического развития территории Пермской области. // Общая и региональная геология морей и океанов, геологическое картирование. — М.: Геоинформцентр, 2003. — Вып. 4. — 38 с.
9. *Родионова К.Ф.* Органическое вещество и нефтематеринские породы девона Волго-Уральской нефтегазоносной области. — М., 1967. — 367 с.
10. Словарь по геологии нефти и газа. — Л.: Недра, 1988. — 679 с.
11. *Сташкова Э.К., Фрик М.Г., Багаев А.Н.* Девонский терригенный комплекс и перспективы его нефтегазового потенциала в Пермском крае // Состояние и перспективы нефтегазового потенциала Пермского края и прилегающих регионов: Мат. науч.-практ. конф. — Пермь: КамНИИКИГС, 2007. — С. 53–57.
12. *Шаронов Л.В.* Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. — Пермь, 1971. — 287 с.