



В.С. Соболев
канд. геол.-мин. наук
ФГУП «ВНИГРИ»¹
отдел морской нефтяной геологии
и Дальнего Востока
старший научный сотрудник
ins@vniagri.ru



В.Н. Макаревич
д-р геол.-мин. наук
ФГУП «ВНИГРИ»¹
главный научный сотрудник
профессор
академик РАН
ins@vniagri.ru



Н.И. Искрицкая
канд. экон. наук
ФГУП «ВНИГРИ»¹
лаборатория экспертиз
лицензий и лицензионных
соглашений
заведующий лабораторией
nii@vniagri.ru, ins@vniagri.ru



Р.Р. Сайбушев
ФГУП «ВНИГРИ»¹
отдел количественных и геолого-
экономических методов оценки
ресурсов нефти и газа
инженер-геолог I категории
ins@vniagri.ru



И.С. Боровиков
ФГУП «ВНИГРИ»¹
лаборатория мониторинга
геологоразведочных работ
и лицензирования Дальневосточного
региона
инженер-геолог I категории
ivanbs@yandex.ru



А.А. Щепочкина
ФГУП «ВНИГРИ»¹
лаборатория экспертиз
лицензий и лицензионных
соглашений
инженер
ins@vniagri.ru

Возможность воспроизводства нефтяных ресурсов в западных регионах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции за счет открытия и вовлечения в разработку залежей тяжелых высоковязких нефтей пермской системы

¹Россия, 191014, Санкт-Петербург, Литейный проспект, 39.

Исследование посвящено проблеме поисков тяжелых высоковязких нефтей в отложениях пермской системы Кировской, Ульяновской областей, Республик Марий Эл и Чувашия, которые находятся на начальной стадии изученности. Рассмотрены вопросы размещения и условий формирования залежей ТВН в пермских (посткунгурских) отложениях западных периферийных регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Выделены типы ТВН, перспективные зоны их аккумуляции в уфимско-казанских терригенно-карбонатных отложениях. Впервые выделены 9 участков под лицензирование недр с оценкой их ресурсов и даны предложения по видам ГРП для подготовки локальных объектов к глубокому поисково-оценочному бурению

Ключевые слова: тяжелые высоковязкие нефти (ТВН); пермская система; нефтяные ресурсы; участки под лицензирование недр; классы углеводородных систем; опорные структурные элементы; природные битумы

На территории Волго-Уральской НГП находится более 500 месторождений с залежами тяжелой нефти, большая часть которых расположена в северных и центральных районах провинции. Извлекаемые запасы тяжелых нефтей кат. А + В + С₁ Волго-Уральской НГП по состоянию на 01.01.2015 превышают 923,689 млн т (27%), добыча за 2014 г. – 21,888 млн т (19%).

В последнее время возродился интерес к верхнему пермскому нефтегазоносному комплексу в силу спорадического его распространения и особого состава тяжелых высоковязких нефтей (ТВН), отличающихся повышенной металлонностью при сложных технологиях разработки залежей. В силу слабой изученности разброс в оценке начальных ресурсов ТВН пермской системы варьируется в широких пределах – от 1,5 до 7,5 млрд т. Особое значение поиски залежей ТВН в пермских отложениях приобретают в западных малоизученных районах Волго-Уральской провинции, которым в данной работе уделено особое внимание.

Область распространения высоковязких залежей тяжелых нефтей и природных битумов, в том числе и в отложениях пермской системы, отчетливо контролируется прогнозируемой Е.В. Постновой [1] западной границей промышленной нефтеносности среднефранско-пермских отложений, практически совпадающей с западной границей системы сводовых поднятий и впадин с относительно неглубоким (до 2 км) залеганием фундамента, образующих Волго-Уральскую мегаантеклизу. В ее пределах находятся и расположенные в районе наших исследований нефтеносности пермской системы и такие опорные структурные элементы как Мелекесская впадина, Верхне-Камская впадина и Казанско-Кажимский авлакоген с основными источниками нефти в осадочном чехле.

На основе обобщения имеющихся данных и крупной сводки по пластовым и сепарированным нефтям Волго-Уральской провинции нами представлена картина их распределения по областям и республикам всей Волго-Уральской провинции (*табл. 1*). Анализ многих десятков месторождений и сотен залежей природных нефтей позволяет выделить три основных типа ТВН.

Первые 2 типа представляют в разной степени гипергенно измененные нефти верхних каменноугольных горизонтов нефтяных месторождений, выделяющихся по отношению к первичным материнским девонским нефтям повышенным содержанием асфальтово-смолистых компонентов и значениями вязкости выше 30, но не превышающей 150–200 мПа·с. Третий тип

ТН характерен для выделенных нами ранее [2] палеогипергенных нефтей и встречается обычно в зонах крупных перерывов, чаще на больших (2–3 км) глубинах; такие нефти характерны для вендского комплекса Верхне-Камской впадины.

Особый тип нефтей, к которому относятся ТВН пермской системы, образуют тяжелые глубоко окисленные нефти, связанные, возможно, с процессами разрушения древних залежей под влиянием инфильтрационных вод (Б.В. Успенский, Р.Ф. Вафин, С.М. Петров).

Как показали исследования А.В. Ронова [3], С.Г. Неручева [4], С.П. Лян (2015) и других, состав ТВН заложен еще на стадиях диагенеза исходного ОВ основной материнской свиты – пород доманика и последующих его трансформаций в ГЗН, что в наглядной форме в сравнении с породами – доманикитами других более молодых по возрасту толщ отображено в работе С.Г. Неручева [4] с соавторами, специально посвященной нефтегазообразованию в отложениях доманиково-го типа.

Специфика исходных продуктов доманика тесно связана с зоофитогенной сульфатной природой исходного ОВ, реализующего свой материнский потенциал на ранней (МК₁) стадии катагенеза в виде единого мощного импульса, носящего взрывной характер и протекающего спонтанно в масштабе геологического времени очень быстро; при этом сульфаты играют роль акцепторов, ускоряющих процесс, что показано в специальных работах.

Общая потеря массы ОВ во всем цикле генерации близка к 40%, из которых 30% расходуется на образование жидких продуктов. В конце стадии МК₁ значительная часть асфальтенов переходит в нерастворимое состояние, а пик генерации ОВ в доманике приходится на палеоглубины 1,3–1,6 км, хотя интенсивность эмиграции ОВ охватывает интервал стадий катагенеза МК₁ – начало МК₂.

Из наложенных при формировании и перестроении ОВ-скоплений процессов наибольшее значение сыграли гипергенные и карбонато-каталитические процессы, соответствующие выделенным геохимическим типам нефти.

Модель С.Г. Неручева и геохимические построения А.В. Ронова в какой-то мере отвечают на вопрос о причинах развития здесь гигантских и уникальных нефтяных месторождений в девонско-каменноугольно-пермских отложениях при сравнительно небольшой мощности осадочного чехла (до 2–3,5 км).

При этом глубина залегания скоплений нефти в многопластовых многозалежных месторождениях обычно не превышают 1200–1400 м, лишь в Кинельско-Самаркинском районе дости-

Регион (тектонический элемент)	Количество изученных месторождений		Возраст горизонтов с ТВН	Основные свойства ТВН						Геохимический тип
	Всего	В т.ч. залежей с ТВН		Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа·с	Смолы скин-кагелиевые, %	Асфальтены, %	Бензин (НК - 200 °С)	Сера, %	
Республика Татарстан (зап. склон ЮТС, Мелекесская впадина)	50	24	C ₁ -C ₂	0.90-0.99 0,92	69-135 100	44-100 85***	2.2-8.9 5,8	11-20 16,9	3.1-6.4 3,6	I - 20 месторождений II - 4 месторождения
Республика Башкортостан (Бирская седловина)	28	8	D ₃ -C ₁	0.901-0.935 0,915	31.9-145.8 95,9	11.7-24.7 16,7	5-8.4 6,7	10-21.5 14,4	3.2-5.3 3,5	I, III
Пермский край и Удмуртская республика (верхнекамская впадина)	65	19	D ₂ , C ₁ -C ₂ , V	0.90-0.927 0,911	51.1-200 153,9	15.2-31 21,7	2.8-7.3 5,3	8-21 15,7	1.8-3.8 2,9	I, II, III
			P ₁ s	0,924	174,8	27	7	7	3,2	II
Самарская область (Мелекесская впадина, система ККП)	73	8	D ₃ -C ₂	0.911-0.929 0,914	80-200 122,5	10.4-18.6 14,6	3.1-6.6 5,3	11-24 16,2	2,7-4 3,3	I, II
Саратовская область (на границе области с Прикаспийской впадиной)	20	1	P ₁ kg	0,982	-	100***	-	-	5,6	III
Волгоградская область	8	1	C ₃ -C ₂	0.90-0.912 0,906	104-110	12,6	1,2	2-3	-	I
Оренбургская область	10	1	C ₁ bb	0,901	119	15,1	7,8	-	3,2	II
Республика Татарстан (Альметьевский район) *	3	3	Шешминский гор. P ₂ u	0.951-1.02 0,98	до 44027 (при 8 °С)	33.1-36.2** 34,4	4.7-16.4 8,9	-	2,56-4,87	Особый

* данные Г.П. Каюковой (2015)
** сумма бензольных и спиртобензольных смол по Ашальчинскому, Олипадовскому и Екатерининскому месторождениям
*** смолы сернокислотные

Таблица 1.

Распространение и типизация развитых в платформенной части Волго-Уральской НГП залежей тяжелых высоковязких нефтей (по материалам Г.Ф. Требина и др., 1980; Г.А. Кузнецовой (1997) Г.П. Каюковой и др., 2015)

гают 2000 м. Нефти Урало-Поволжья (включая пластовые нефти) характеризуются повышенной плотностью, широким развитием ТВН, что связано с резким природным сочетанием высокого осернения (до 3-3,5%), содержанием твердых парафинов (1-7%), смол (до 18-20% и выше) и повышенным содержанием полициклических УВ (до 30-38%).

По биомаркерному составу нефти относятся к единой генетической группе нефтей асфальтового основания, классу нефтяных углеводородных систем [5], с близкими значениями таких ключевых биомаркеров как пристан/фитан (< 1),

стераны/гопаны (1,5-3,5%) и устойчивым изотопным составом углерода нефти метанонафтовых и ароматических фракций (28,5-29%).

В пределах Волго-Уральской провинции скопления ТВН, хотя и приурочены к стратиграфически выраженным определенным нефтегазоносным комплексам (НГК), по площади и тектоническим элементам, распределены крайне неравномерно. В платформенной части провинции залежи легких, ТВН в нижнепермских и более древних НГК контролируются крупнейшими сводовыми поднятиями фундамента (Южно-Татарский свод, Пермско-Башкирский свод),

Классы нефтидов	Нефтебитумоносные комплексы		
	девонский	каменноугольный	пермский
Нефть нормальная	90,6	19,4	1,3
Нефть вязкая	8,9	77,2	48
Тяжелая нефть (мальта)	0,5	3,3	41,8
Природный битум	0	0,1	8,9

Таблица 2.
Распределение запасов (в %) различных классов нефтидов по нефтебитумоносным комплексам [7]

а в пермских отложениях уфимского и казанского ярусов – Мелекесской и Бузулукской наложенными пермско-мезозойскими впадинами, частично заходящими в регионы наших исследований.

Высокобитуминозные богатые сапропелевым органическим веществом (ОВ) кремнистые, глинисто-сланцеватые известняки семилукского горизонта, генерирующие на низких стадиях катагенеза ОВ ($МК_1$) избыточные массы сернистой близкой по составу и биомаркерам нефти постепенно сменяются к западу менее битуминозными органогенно-обломочными известняками мелководных шельфовых фаций Камско-Волжской системы впадин [6] с более низкими генерационными возможностями доманика, о чем свидетельствуют ранние региональные геохимические построения А.В. Ронова [3].

Процессы генезиса и аккумуляции нефти в поздне-девонско-каменноугольных нефтегазоносных комплексах, по-видимому, завершились в конце пермской эпохи, тогда как перестроение УВ-скоплений в тектонически активных областях (приразломные валы) продолжалось и в кайнозое. На заключительном этапе за счет миграции газонасыщенной нефти из разрушающихся каменноугольных залежей были сформированы нефтебитумные скопления в гипергенной зоне, сложенной пермскими отложениями.

Обращает на себя внимание массивный и массивно-пластовый тип и высокая плотность залежей на единицу площади, наряду с их обособленностью и автономностью, их небольшой размер, особенно залежей в казанском комплексе, отчетливо контролируемый региональной покрывкой татарского яруса. В нижнем и среднем карбоне залежи тяжелой нефти заметно тяготеют к нижней части карбонатных комплексов, также экранируемых региональными покрывками. Классификация запасов нефтидов разведанных месторождений Республики Татарстан в пермских отложениях и их сопоставление с данными по девонскому и каменноугольному комплексам приведены в **табл. 2**. Сделан вывод, что в пермских отложениях РТ лишь поряд-

ка 9% разведанных запасов принадлежат к классу природных битумов, около 42% относятся к тяжелым нефтям, 48% – к вязким нефтям и чуть более 1% – к нормальным нефтям [7].

Залежи тяжелых нефтей Урало-Поволжья часто совмещены со скоплениями природных битумов (ПБ) и рассматриваются как единые зоны битумонакопления. Исходное вещество для ПБ – нефти, утратившие легкие дистилляты, сконцентрировавшие тяжелые фракции и изменившие жидкое фазовое состояние на трудно подвижное вязкое (мальты), вплоть до твердого (шунгиты, антраколиты), в ходе экстремальных изменений условий их нахождения. В основном это миграция в зону гипергенеза к поверхности. Реже ПБ формируются вследствие динамо-гидротермального или контактного метаморфизма нефтей, а также при многократных внутрипластовых перемещениях мигрирующей нефти, сопровождаемой путевой дифференциацией масс.

О масштабах общих ресурсов ТВН и ПБ и запасах отдельных месторождений, связанных с пермскими отложениями Татарстана, свидетельствуют статистические данные Е.С. Войтовича [8] и Н.С. Гатиятулина [9] по 149 месторождениям и 269 залежам, которые приведены в **табл. 3**.

Они распределены по пермским нефтегазоносным комплексам и категориям СВН запасов C_1 , C_2 и D_1 в зависимости от разведанности месторождений. При этом установлено, что основные ресурсы нефти заключены в большом количестве преимущественно мелких (запасы 0,5–10 млн т) залежей при ведущей роли (97% запасов и ресурсов) уфимских терригенных и казанских терригенно-карбонатных коллекторах, и небольших глубинах (до 400 м) скоплений. Справедливости ради следует отметить значительную долю прогнозных ресурсов категории D_1 в докунгурском карбонатном комплексе нижней перми (177,4 млн т). В верхнепермских комплексах, широко распространенных в районах наших исследований по объекту, основная масса тяжелых нефтей (63,3% прогнозных ресурсов) связана с карбонатными резервуарами казанского яруса.

Нефтебитумонасыщенные комплексы	Выявленные запасы категорий				Прогнозные ресурсы кат. D ₁	Итого запасы и ресурсы
	B + C ₁	C ₁	C ₂	Всего		
Казанский	–	126,271	20,474	146,745	709,555	856,300
Уфимский	4,700	40,560	95,710	140,970	234,490	375,460
Нижнепермский	–	6,300	–	6,300	177,400	183,700
Итого по РТ	4,700	173,131	116,184	294,015	1121,445	1415,460

Таблица 3.

Распределение запасов и ресурсов СВН и ПБ пермской системы по нефтегазоносным комплексам (на примере Татарстана), млн т

Одним из основных кондиционных параметров, обоснованным на опыте изучения большого количества залежей ТВН и ПБ пермской системы Татарстана, является нефтебитумонасыщенность коллекторов. (не менее 4–4,5%), определяющая рентабельность для разработки и освоения месторождений существующими технологическими методами.

К этому параметру на базе наиболее изученных месторождений ТВН и ПБ Черемшано-Ямашинской зоны западного склона Южно-Татарского свода в «Методическом руководстве...» [10], предложены следующие кондиционные параметры их разработки, большая часть которых должна использоваться и при оценке запасов и ресурсов на зонально-локальном уровне:

- пористость – 18%;
- минимальная толщина битумных залежей – 2–3 м;
- минимальные прогнозируемые извлекаемые запасы – 0,5–1 млн т;
- предельная глубина залежей – 400 м;
- минимальное содержание сопутствующих микроэлементов и серы:
 - ванадия – 100 г/т;
 - никеля – 50 г/т;
 - серы – 1,9 % мас.

К числу наиболее сложных, трудно определяемых параметров при оценке локализованных ресурсов и запасов ВВН и ПБ конкретных залежей является определение эффективной нефтенасыщенной мощности отдельных пластов и горизонтов, особенно в закарстованных и карвернозных карбонатных толщах.

Комплекс геофизических методов решения тех или иных нефтепоисковых задач на разных этапах отражены в ряде работ. Для региона Кировской области, республики Марий Эл и всего северо-восточного склона Южно-Татарского свода при региональной и зональной оценке ресурсов перспективных объектов в нижней перми и казанском ярусе необходимо учитывать литогеохимическую зональность и цикличность образования пермских отложений [7].

В указанной работе на доле общей фациальной изменчивости, характерной для переходных

и континентальных фаций, устойчивы морские фации с развитием секвенсов регионального значения преобладают в нижней перми и казанском ярусе. Уровни, характеризующие обстановки осадконакопления, отчетливо фиксируются по *max* и *min* содержанию SiO₂, CaO, P₂O₅, MnO, K₂O₃, Al₂O₃.

В соответствии с требованиями обновленной классификации запасов ресурсов нефти и горючих газов особое внимание при разработке и освоению нетрадиционных источников следует уделять комплексному освоению углеводородного сырья и попутных компонентов. В этом отношении пермские нефти Татарстана в силу особенностей состава и химизма представляют уникальное углеводородное сырье для производства топлив, смазочных материалов и «дорожных битумов».

В соответствии с объемом и полнотой фактического материала нами выполнен прогноз нефтегазоносности, оценены ресурсы ТВН пермской системы западных районов Волго-Уральской НГП и выделены перспективные под лицензирование участки недр для поиска и добычи нефти.

На территории Кировской области суммарные геологические ресурсы ТВН составляют 38,45 млн т, из них – в верхнепермских отложениях – 5,650/1,13 млн т (геологические/извлекаемые), и по новой классификации запасов и ресурсов нефти относятся к категории D₁. Верхнепермские тяжелые нефти сконцентрированы на юго-востоке Кировской области, в западной части Казанско-Кажимского прогиба и на востоке Северо-Татарского свода, заключены в трех выделенных нами по комплексу геолого-геофизических данных перспективных участках. Для увеличения ресурсной базы ТВН пермских отложений в Кировской области и повышения достоверности оценки ресурсов, необходимо проведение на выявленных аэромагнитными съемками аномалиях, комплекса региональных и локальных геолого-геофизических исследований, включающих в себя профильную сейсморазведку МОГТ, геохимические съемки 1:50000 масштаба, а также проведение работ *Gore Sorber* (по профилям).

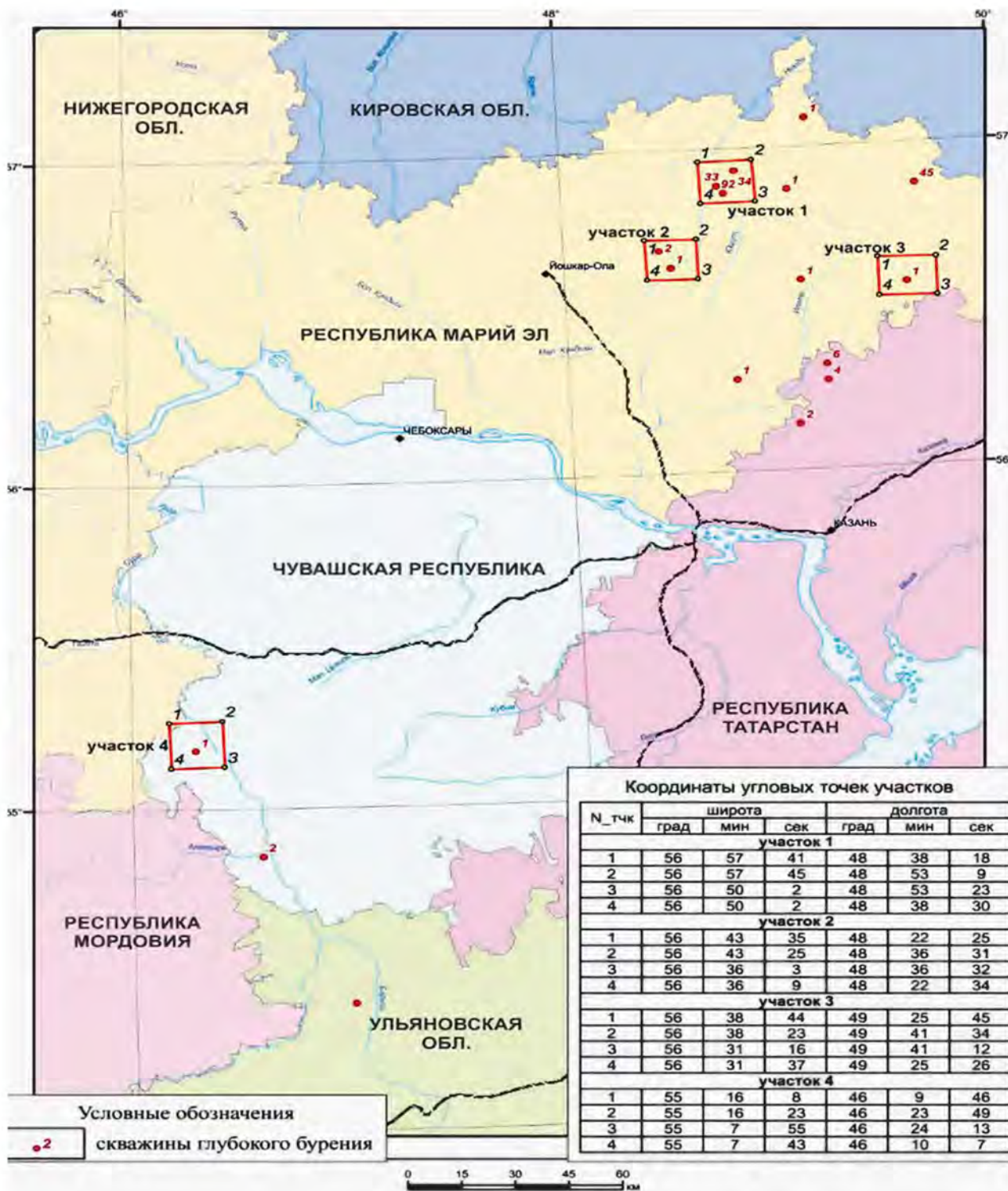


Рис. 2.
Карта перспективных под лицензирование участков Республик Марий Эл и Чувашия

неказанскому подъярису – 16,529/2,479 млн т, по нижнеказанскому – 11,400/1,710 млн т). Три структуры по геологическим ресурсам превышают 3 млн т: Матюшкинская (5,729/0,859 млн т), Войкинская (4,995/0,749 млн т), Зимницкая (3,456/0,518 млн т). Эти же структуры, располо-

женные на западном борту Усть-Черемшанского прогиба, рекомендуются для более детального изучения нефтеносности пермской системы.

На выделенных девяти перспективных под лицензирование участках суммарные ресурсы в пермских отложениях составляют:

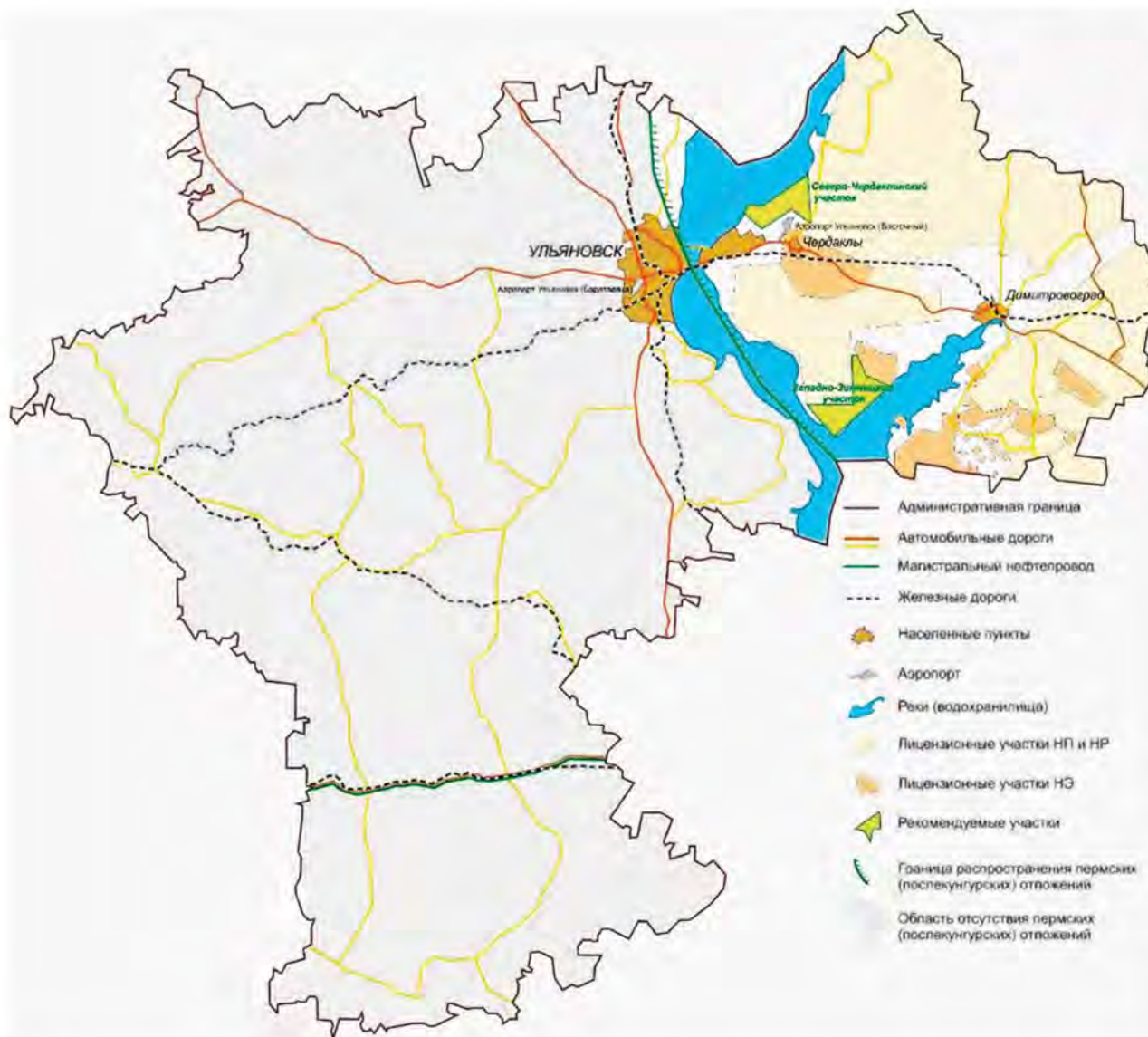


Рис. 3. Схема расположения лицензионных участков и инфраструктуры на территории левобережной части Ульяновской области.

- Кировская область – 5,65/1,13 (геологические/извлекаемые) млн т категории D_n ;
- Республики Марий Эл и Чувашия – 7,910/1,53 млн т категории D_2 ;
- Ульяновская область – 14,0/2,1 млн т категории D_1 и 3,6/0,54 млн т категории D_n .

Следует отметить, что на участках и в сопредельных районах хорошо развита инфраструктура, но эти территории геологически слабо изучены.

В Кировской области выделены 3 участка – Кильмезский, Новоильгинский и Уржумский (рис. 1). Все три участка имеют на своей территории или в ближайших окрестностях хорошо развитую инфраструктуру. Площадь Кильмезского участка составляет 251,64 км², а его геологиче-

ские и извлекаемые ресурсы – 1,15/0,23 млн т по категории D_n . Площадь и ресурсы Новоильгинского участка составляют соответственно – 392,4 км² и 2,8/0,56 млн т. Уржумский участок ограничивает площадь в 231,97 км² и располагает ресурсами на своей территории в объеме 1,8/0,36 млн т. Ресурсы Уржумского и Новоильгинского участков, так же как и ресурсы Кильмезского участка, относятся к категории D_n .

В республике Марий Эл рекомендованы три участка с хорошо развитой инфраструктурой – Новоторьяльский, Ронгинский и Илетский, расположенные в 15–40 км друг от друга (рис. 2). Ресурсы Новоторьяльского участка сосредоточены на территории площадью 261,6 км² и составляют 2,275/0,455 млн т по категории D_2 .

К этой категории относятся все участки, выделенные нами на территории республик Марий Эл и Чувашия. На площади Ронгинского участка, составляющей 198 км², оценены геологические ресурсы нефти в объеме 2,075 млн т и извлекаемые – 0,415 млн т. Площадь Илетского участка составляет 215,1 км², а ресурсы на его территории – 2,250/0,450 млн т. В Чувашской Республике выделен один участок – Порецкий, площадью 236,8 км² и ресурсами в объеме 1,310/0,210 млн т.

В Ульяновской области выделены под лицензирование два участка с хорошо развитой инфраструктурой в сопредельных районах – Западно-Зимницкий и Северо-Чердаклинский, расположенные в 45 км друг от друга (рис. 3). Западно-Зимницкий участок расположен на территории площадью 122,5 км², а его ресурсы категории D₁ составляют 5,5/0,8 млн т, и категории D_n – 0,9/0,14 млн т. Площадь Северо-Чердаклинского участка составляет 106,9 км², ресурсы категории D₁ составляют 8,5/1,3 млн т, категории D_n – 2,7/0,4 млн т.

Для дальнейшего проведения геолого-геофизических и геохимических исследований на территории выделенных участков в рамках недропользования рекомендуется проведение нефтепоискового оценочного этапа работ. Для изучения предлагаемых под лицензирование участков в соответствии с разработанной для Волго-Уральской НГП этапностью и стадийностью ГРП осуществляются первая и вторая стадия

реализации поисково-оценочного этапа: стадия выявления объектов поискового бурения и стадия подготовки объектов к поисковому бурению. Для каждой стадии по каждому из субъектов РФ

Западные районы Волго-Уральской НГП в ближайшем будущем станут объектами поисков и воспроизводства ресурсов углеводородов за счет новых открытий залежей ТВН в морских терригенно-карбонатных отложениях пермской системы

с выделенными участками рекомендуется соответствующий комплекс методов геолого-геофизических работ, учитывающий их геологическую изученность и характер конкретных решаемых задач.

Вероятно, именно западные районы Волго-Уральской НГП в ближайшем будущем станут объектами поисков и воспроизводства ресурсов углеводородов за счет новых открытий залежей ТВН в морских терригенно-карбонатных отложениях пермской системы. ■

Литература

1. Воробьев В.Я., Постнова Е.В., Соловьев Б.А. Оптимизация геологоразведочных работ для поддержания добычи нефти в Волго-Уральском и Прикаспийском регионах // Геология нефти и газа. 2012. № 5. С. 81–87.
2. Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС. 2015. 343 с.
3. Ронов А.В. Органический углерод в осадочных породах в связи с их нефтегазоносностью // Геохимия. 1958. № 5. С. 409–424.
4. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Зеличенко И.А. и др. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. Л.: Недра. 1986. 247 с.
5. Соболев В.С., Грохотов Е.И. Углеводородные системы морской Арктики (сравнительный анализ) // Труды RAO/CIS offshore, 2011, Proceedings. СПб.: Химиздат. 2011. С. 40–48.
6. Проворов В.М. Особенности строения и нефтегазоносности верхнедевонско-турнейского палеошельфа северных и западных районов Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. 1992. № 7. С. 2–7.
7. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Искрицкая Н.И., Каюкова Г.П., Шаргородский И.Е. и др. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. Казань: Фэн, 2012. 396 с.
8. Войтович С.Е., Чернышова И.Г., Гаврилина Л.Г., Гатауллин Р.И., Гринько Ю.А., Дергунов И.В. Развитие геофизических и геохимических методов исследования для геологоразведочных работ поиска и разведки месторождений нефти и газа // Георесурсы. 2013. № 1. С. 22–26.
9. Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Ананьев В.В., Шагидуллин Ф.Ф. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Мелекесской впадины // Разведка и охрана недр. 2005. № 2–3.
10. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. Москва: ВНИГНИ. 2000. 189 с.

UDC 553.98.042: 551.736(470.342/.344+470.42)

V.S. Sobolev, PhD, Senior Researcher, Department of Marine Petroleum Geology and the Far East, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute¹, ins@vniigri.ru

V.N. Makarevich, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Researcher, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute¹, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, ins@vniigri.ru

N.I. Iskritskaya, PhD, Head of the Laboratory for the examination of licenses and license agreements, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute¹, nii@vniigri.ru, ins@vniigri.ru

R.R. Saibushev, Engineer–geologist of the First Category of the Department of Quantitative and Geological and Economic Methods for the Assessment of Oil and Gas Resources, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute¹, ins@vniigri.ru

I.S. Borovikov, Geology Engineer, I Category, Laboratory for Monitoring Exploration and Licensing of the Far Eastern Region, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute¹, ivanbs@yandex.ru

A.A. Shchepochkina, Laboratory Engineer for Licenses and License Agreements, All–Russia Petroleum Research Exploration Institute¹, ins@vniigri.ru

¹39 Liteiny ave., St. Petersburg, 191014, Russia.

The Possibility of Reproduction of Oil Resources in the Western Regions of the Volga-Ural Oil and Gas Province by Opening and Involvement in the Development of Deposits of Heavy High-viscosity Oil Permian System

Abstract. Research is devoted to the problem of searching for heavy high–viscosity oil (HVO) in the sediments of the Permian system, Kirov region, Ulyanovsk region, Mari El and Chuvashia Republics, who are in the early stages of exploration. The problems of placement and conditions formation of HVO deposits in the Permian (post–Kungur) sediments of the western peripheral regions of the Volga–Ural oil and gas province. Are allocated types of HVO, perspective their accumulation zones in ufa–kazan terrigenous–carbonate sediments. Nine sites for licensing have been allocated for further geological study and appraisal drilling. Article includes 10 pages, 3 figures, 3 tables. Bibliography contains 10 references to published sources.

Keywords: Heavy crude oil; Permian system; oil resources; subsoil plots for licensing; classes of hydrocarbon systems; supporting structural elements; natural bitumen.

References

1. Vorob'ev V.Ia., Postnova E.V., Solov'ev B.A. *Optimizatsiia geologorazvedochnykh rabot dlia podderzhanii dobychi nefi v Volgo-Ural'skom i Prikaspiiskom regionakh* [Optimization of exploration to support oil production in the Volga-Ural and Caspian regions]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 2012, no. 5, pp. 81–87.
2. Kaiukova G.P., Petrov S.M., Uspenskii B.V. *Svoistva tiazhelykh neftei i bitumov permskikh otlozhenii Tatarstana v prirodnykh i tekhnogennykh protsessakh* [Properties of heavy oils and bitumens of the Permian deposits of Tatarstan in natural and man-made processes]. Moscow, GEOS Publ., 2015, 343 p.
3. Ronov A.V. *Organicheskie uglerod v osadochnykh porodakh v svyazi s ikh neftegazonost'iu* [Organic carbon in sedimentary rocks due to their oil and gas content]. *Geokhimiia* [Geochemistry], 1958, no. 5, pp. 409–424.
4. Neruchev S.G., Rogozina E.A., Zelichenko I.A. i dr. *Neftegazobrazovanie v otlozheniakh domanikovogo tipa* [Oil and gas formation in the Domanik type deposits]. Leningrad, Nedra Publ., 1986, 247 p.
5. Sobolev V.S., Grokhotov E.I. *Uglevodorodnye sistemy morskoi Arktiki (sravnitel'nyi analiz)* [Hydrocarbon systems of the marine Arctic (comparative analysis)]. *Trudy RAO/CIS offshore, 2011, Proceedings* [Proceedings of RAO / CIS offshore, 2011], St. Petersburg, Khimizdat Publ., 2011, pp. 40–48.
6. Provorov V.M. *Osobennosti stroeniia i neftegazonosnosti verkhnedevonsko-turneiskogo paleoshel'fa severnykh i zapadnykh raionov Uralo-Povolzh'ia* [Features of the structure and petroleum potential of the Upper Devonian–Tournaisian paleoshelf of the northern and western regions of the Ural–Volga region]. *Geologiya nefi i gaza* [Geology of oil and gas], 1992, no. 7, pp. 2–7.
7. Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Iskritskaya N.I., Kaiukova G.P., Shargorodskii I.E. i dr. *Kompleksnoe osvoenie tiazhelykh neftei i prirodnykh bitumov permskoi sistemy Respubliki Tatarstan* [Complex development of heavy oils and natural bitumens of the Perm system of the Republic of Tatarstan]. Kazan, Fen Publ., 2012, 396 p.
8. Voitovich S.E., Chernyshova I.G., Gavrilina L.G., Gataullin R.I., Grin'ko Iu.A., Dergunov I.V. *Razvitie geofizicheskikh i geokhimicheskikh metodov issledovaniia dlia geologorazvedochnykh rabot poiska i razvedki mestorozhdenii nefi i gaza* [The development of geophysical and geochemical research methods for geological exploration of prospecting and exploration of oil and gas fields]. *Georesursy* [Georesources], 2013, no. 1, pp. 22–26.
9. Gatiatullin N.S., Tarasov E.A., Anan'ev V.V., Shagidullin F.F. *Otsenka perspektiv neftegazonosnosti paleozoiskikh otlozhenii Melekesskoi vpadiny* [Assessment of oil and gas potential of the Paleozoic sediments of the Melekess depression]. *Razvedka i okhrana nedr* [Exploration and protection of mineral resources], 2005, no. 2–3.
10. *Metodicheskoe rukovodstvo po kolichestvennoi i ekonomicheskoi otsenke resursov nefi, gaza i kondensata Rossii* [Methodological guide on the quantitative and economic assessment of Russian oil, gas and condensate resources]. Moscow, VNIIGRI Publ., 2000, 189 p.