

ПРЕДПОСЫЛКИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ВЕРХНЕВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕКАМСКОЙ ВПАДИНЫ)

© 2018 г. Б. А. Соловьев, С. П. Левшунова

ВНИГНИ, г. Москва

В отложениях палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) выявлено 40% промышленных нефтегазоносных горизонтов, освоение которых уже превышает 70%. Вместе с тем здесь в разрезе осадочного чехла имеются еще слабо изученные додевонские рифей-вендские комплексы, потенциальные ресурсы углеводородов (УВ) которых могут составить значительную долю потенциальных ресурсов Урало-Поволжья. На сегодняшний день в них обнаружены нефтегазопроявления, а в верхневендских отложениях Верхнекамской впадины (в пределах Удмуртии) — два нефтяных месторождения: Шарканское и Тыловайское [1] и ряд нефтепроявлений (рис.). Исходя из этого, объектом нашего изучения явились верхневендские отложения Верхнекамской впадины.

Верхнекамская впадина является гетерогенной, наложенной на Камско-Бельский авлакоген. Вендский структурный этаж представлен только верхним вендом, начало образования которого знаменует новый этап развития не только исследуемого региона, но и всей Русской платформы — платформенного. В пределах Удмуртской части Верхнекамской впадины он формировался на нижнерифейском основании, представлен терригенными породами мощностью до 1000 м, возрастающей в восточном направлении [1, 3].

Выявленные в верхневендских отложениях нефти тяжелые (до 0.965 г/см³), высоковязкие (до 972.9 мПа·с), с высоким содержанием смол (15–20%) и асфальтенов (7–10%), малосернистые (до 0.28%). УВ состав их существенно нефтяной [1, 3]. Если их высокая плотность объясняется последующей биодеградацией, то очень высокая вязкость до настоящего момента не находила своего объяснения.

Все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: их вязкость уменьшается как с увеличением температуры, так и с повышением количества УВ газов в растворе [2]. При этом при растворении УВ газов она понижается тем больше, чем выше молекулярная масса газа. Однако при растворении в нефти азота, ее вязкость увеличивается [2]. Проведенный анализ составов растворенных газов 39 нефтяных месторождений в Удмуртской части Верхнекамской впадины (включая и находящиеся в палеозойском комплексе и содержащие наиболее глубокие — до девона включительно — продуктивные пласты) показал наличие высоких концентраций азота — до 54.6–71.5%. Для выявления генезиса этого азота проанализированы составы газов в нефтегазопроявлениях в рифей-вендском комплексе не только Удмуртии, но и восточной (Приуральской) зоны Пермской области и Башкортостана. Установлено резкое превалирование азота среди неуглеводородных компонентов — до 50–60%, а иногда и до 80–93%, сопутствующие им колоссально высокие концентрации гелия (до 1.50–1.85%) свидетельствуют о глубинном характере этого азота [4].

После установления роли растворения высоких концентраций глубинного азота в нефти, ведущей к повышению ее вязкости, была осуществлена попытка спрогнозировать зону возможной нефтеносности верхневендских отложений Верхнекамской впадины (в пределах Удмуртии), взяв за основу рост в продуктивных пластах открытых месторождений вниз по разрезу значений плотности и вязкости нефтей (за счет возможной вертикальной миграции из верхневендских отложений) и концентраций азота в попутных газах. Для чистоты эксперимента и наибольшей объективности такому анализу подверглись только многопластовые нефтяные месторождения. Аналогичный анализ был проведен и на нефтяных месторождениях Удмуртии вне зоны распространения верхневендских отложений. Границы распространения верхневендских и рифейских отложений взяты из работ [1, 3].

В размещении УВ скоплений в Удмуртской части Верхнекамской впадины достаточно ярко проявлен тектонический фактор: значительная их часть расположена вдоль линий тектонических

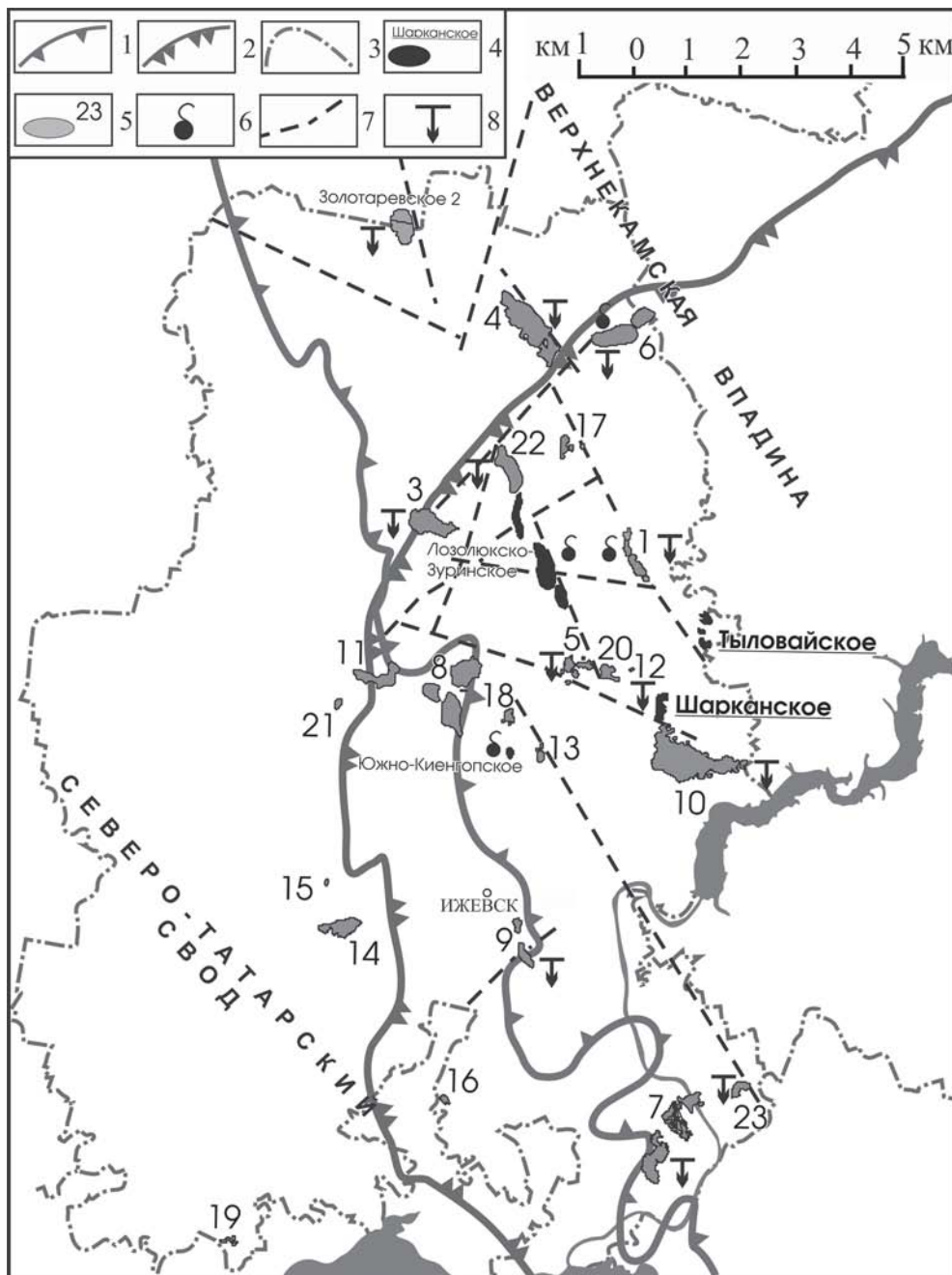


Рис. Схема распространения нефтяных месторождений в Республике Удмуртия

1–2 — границы распространения отложений: 1 — венда, 2 — рифея; 3 — административные границы; 4–5 — нефтяные месторождения: 4 — в вендских отложениях (Шарканское, Тыловайское), 5 — в палеозойских отложениях (1 — Дебесское, 2 — Золотаревское, 3 — Красногорское, 4 — Карсовайское, 5 — Центральное, 6 — Кулигинское, 7 — Ельниковское, 8 — Есенеинское, 9 — Ижевское, 10 — Мишкинское, 11 — Коробовское, 12 — Кыквинское, 13 — Тукмачевское, 14 — Архангельское, 15 — Логошурское, 16 — Тимеевское, 17 — Поломское, 18 — Николаевское, 19 — Покровское, 20 — Вукошурское, 21 — Быковское, 22 — Чубойское, 23 — Хмелевское); 6 — нефтепроявления в вендских отложениях; 7 — разломы; 8 — рост плотности и вязкости нефтей вниз по разрезу.

нарушений северо-западного простирания (рис.). Поэтому попытка выявить данную закономерность была осуществлена не только на нефтяных месторождениях в зонах распространения или отсутствия верхневендских отложений, но и в области наличия или отсутствия разрывных нарушений в зоне распространения верхневендского комплекса. На этом же рисунке также указаны стрелками рост плотности и вязкости нефтей вниз по разрезу.

Чтобы не загромождать таблицу, в ней приведены параметры для УВ системы только нижнего продуктивного пласта.

Как известно, рост катагенетической превращенности нефтей сопровождается уменьшением их плотности и вязкости. Это явление отчетливо отмечается в нефтях месторождений в зоне отсутствия верхневендских отложений. Так, в пределах Быковского месторождения, где этаж нефтеносности охватывает верейские (пласты В-1, В-П, В-Ша) и кыновские отложения, в интервале 1173–1960 м отчетливо наблюдается закономерное уменьшение плотности нефти с 0.900 до 0.848 г/см³ и вязкости с 25.2 до 4.2 мПа×с вниз по разрезу. То же уменьшение плотности с 0.905 до 0.866 г/см³ и вязкости нефтей с 43.4 до 5.8 мПа×с вниз по разрезу отмечено и в нефтях других месторождений этой зоны (табл.).

Таблица

Значения плотности и вязкости нефтей нижнего продуктивного горизонта нефтяных месторождений в Республике Удмуртия

Месторождение	Возраст нижнего продуктивного горизонта	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, мПа×с	Содержание азота в попутных газах, %	Месторождение	Возраст нижнего продуктивного горизонта	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, мПа×с	
<i>В зоне распространения верхневендских отложений</i>					<i>Вне зоны распространения верхневендских отложений</i>				
Тыловайское	V ₂	0.965	99.99		Быковское	D ₃ kn	0.848	4.2	
Шарканское	V ₂	0.965	972.9		Логошурское	D ₃ kn	0.863	5.0	
Дебесское	D ₃ fm	0.907	13.1	46.0	Архангельское	D ₃ p+tim	0.848	3.8	
Карсовайское	C ₂ b	0.891	33.1		Тимеевское	D ₃ kn	0.863	5.0	
Золотаревское	C ₂ m	0.903	38.5		Покровское	D ₃ kn	0.878	10.78	
Чубойское	D ₃ p	0.972	>200						
Красногорское	C ₂ vg	0.935	58.7						
Центральное	C ₁	0.911	17.0	71.5					
Кулигинское	C ₂ b	0.899	30.2	38.3					

Совсем другая характеристика УВ систем установлена в зоне развития верхневендских отложений, особенно в зонах разломов. Во-первых, именно к ней приурочены как нефтяные месторождения, так и нефтепроявления в верхневендских отложениях. Во-вторых, вышележащий палеозойских комплекс нефтегазоносен, в общем, в тех же пределах, что и в «безвендской» зоне (тиманско-московские отложения), однако практически все нефтяные месторождения многопластовые. И, наконец, в-третьих, во всех без исключения нефтях вышележащего палеозойского комплекса установлен рост плотности и вязкости с увеличением глубины залегания продуктивного пласта, а самые высокие значения этих параметров выявлены в самом нижнем продуктивном пласте (табл.). Этому явлению сопутствуют высокие (35.5–71.5%) количества азота в составе попутных газов.

Впервые установлено, что причиной очень высокой вязкости нефтей в верхневендских отложениях является растворение в них больших количеств глубинного азота. Установленное в результате проведенного анализа направленное изменение физико-химической характеристики нефтей вышележащего палеозойского комплекса (рост с глубиной значений плотности и вязкости) разрезов ряда скважин Верхнекамской впадины позволило спрогнозировать в ее пределах зону возможной нефтегазоносности верхневендских отложений в благоприятных фациях. Верхневендские отложения большой мощности (свыше 1000 м) широко распространены в восточной части ВУ НГП и Предуральском прогибе. Установленные критерии наличия скоплений нефти в вендском комплексе по росту значений плотности и вязкости нефтей вниз по разрезу вышележащих палеозойских

отложений (за счет миграции из вендских) позволяют более эффективно планировать проведение геологоразведочных работ в данном комплексе.

Литература:

1. *Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М.* Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы / ФГУП НПЦ «Недра», КамНИИКИГС. – Пермь, 2001. – 107 с.
2. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 270 с.
3. *Клевцова А.А.* Додевонские отложения Волго-Уральской области (стратиграфия, тектоника, история геологического развития и перспективы нефтегазоносности): Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / ВНИГНИ. – М., 1966. – 32 с.
4. *Соловьев Б.А., Левшунова С.П.* Роль глубинных флюидов в формировании нефтей в нижнедевонских отложениях Республики Башкортостан // Новые идеи в геологии нефти и газа: Тр. Междунар. науч.-практ. конф. – М.: Изд-во МГУ, 2017. С. 178–181.