УДК 553.98

DOI: 10.17122/ngdelo-2021-4-63-70

ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗВЕДКИ И ДОРАЗРАБОТКИ НИЖНЕПЕРМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕГО ПАЛЕОЗОЯ БАШКОРТОСТАНА

PROSPECTS FOR ADDITIONAL EXPLORATION AND ADDITIONAL DEVELOPMENT OF THE LOWER PERMIAN OIL AND GAS COMPLEX OF THE UPPER PALEOZOIC IN BASHKORTOSTAN

Е. В. Лозин**Evgeniy V. Lozin**

ООО «РН-БашНИПнефть»,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,
Ufa, Russian Federation

Самый молодой нефтегазоносный комплекс верхнего палеозоя Башкортостана, несмотря на ввод в разработку первых месторождений в 1932 году, открывших Башкирскую нефть, остаётся и самым проблемным в отношении дальнейших геолого-разведочных работ (ГРП) и доразработки открытых промышленных скоплений углеводородов.

Газонефтеносность пермского комплекса связана с Предуральским предгорным прогибом и платформенной частью. В прогибе выделены две нефтегазоносные зоны: 1) локальных рифовых складок Ишимбайского барьерного рифа и 2) складок кинзебулатовского типа. В платформенной части бурением установлены две зоны нефтегазонакопления (ЗГН): Тарказино-Чегодаевская и Искринская. Карбонатные коллекторы трещинного типа, низкой и средней проницаемости, органогенные. В прогибе добыча нефти из месторождений отличалась «пикообразной» динамикой, при которой основной период разработки составлял 5–7 лет, а затем — переход к режиму растворённого газа и гравитационному, продолжающемуся до сих пор. Соответственно, дебиты скважин лишь в основной период были существенными. В платформенной части основной период разработки более длительный, но продуктивность скважин низкая. Накопленная добыча нефти на одну скважину невысокая — от 3,0 до 9,0 тыс. т нефти.

В процессе бурения скважин при проходке нижнепермских отложений почти всегда встречаются нефтепроявления, иногда обильные. Но по окончании эксплуатации скважин по основным объектам из-за обводнения или по другим причинам испытания интервалов нижней перми в колонне не дают промышленных притоков нефти. Этому феномену дается следующее объяснение. В течение геологической истории, насчитывающей около 170 млн лет, территория Башкортостана представляла собой сушу. Над пермскими породами присутствующий надёжный флюидоупор не везде содержит эвапориты, а глинисто-аргиллитовые разности не отличаются уникальной изолирующей способностью эвапоритов. По указанной причине скопления углеводородов (УВ) в пермских отложениях обеднялись летучими компонентами, и вся пермская толща в лучшем случае насыщена остаточными нефтью и газом. Там, где развиты отложения соли (а это, в основном, Ишимбайский регион и «островки» на платформе), скопления УВ сохранились в виде залежей с промышленными запасами.

По подсчётам в изучаемом комплексе остаточные извлекаемые запасы нефти, с учетом неоткрытых, составляют небольшую величину. Средняя глубина новых скважин — 500 м. При ожидаемой рентабельной накопленной добыче на одну скважину нефти 5,0 тыс. т

Ключевые слова

битуминозность; нефтеносность;
физико-химические свойства;
остаточная нефть и газ;
зона окисленной нефти

© Лозин Е.В., 2021

потребуется бурение 18–20 тыс. новых скважин. Для обеспечения рентабельности новых скважин требуется создание портативного бурового станка. Установлено 9 зон битуминозности, но лишь в одной из них – небольшой по запасам – содержание битумов кондиционно.

В отношении доразведки и доразработки месторождений данного нефтегазоносного комплекса следует незамедлительно разработать программу ГРП, включающую, в том числе, и передачу в частное владение отдельных месторождений и залежей, а также отдельных участков и скважин. Исходными положениями для этой рекомендации являются геологические данные о нуждающихся в подтверждении запасах нефти и доразведке Тарказино-Чегодаевской,

The youngest oil and gas complex of the Upper Paleozoic in Bashkortostan, despite the bringing into the development of the first fields in 1932 that discovered Bashkir oil, remains the most problematic concerning further exploration and additional development of discovered commercial hydrocarbon accumulations.

The gas-oil content of the Permian complex is associated with the Pre-Ural submontane trough and platform part. Two oil-gas content zones are identified in the trough: 1) local reef folds of the Ishimbay barrier reef and 2) folds of the Kinzebulatov type. In the platform part, two oil and gas accumulation zones: Tarkazino-Chegodaevskaia and Iskrinskaya have been established by drilling. Fractured carbonate reservoirs are of low and medium permeability, organogenic. In the trough, oil production from the fields was characterized by «pinnacled» dynamics, in which the main development period was 5–7 years, and then – the transition to the regime of dissolved gas and gravity regime, still ongoing. Accordingly, well production rates were significant only during the main period. In the platform part, the main development period is longer, but well productivity is low. The cumulative oil production per well is low – from 3.0 to 9.0 thousand tons of oil.

While well drilling when deepening the Lower Permian deposits, oil shows are almost always encountered, sometimes abundant. But at the wells operation end in the main objects due to water cut or for other reasons, testing the intervals of the Lower Permian in the string does not give oil inflows. The following explanation is given for this phenomenon. During the geological history of about 170 million years, the territory of Bashkortostan was land. Above the Permian rocks, the present reliable seal does not always contain evaporites, and clay-mudstone varieties do not differ in the unique insulating ability of evaporites. For this reason, the hydrocarbon accumulations in the Permian sediments were depleted in volatile components and the entire Permian strata, at best, is saturated with residual oil and gas. Where salt deposits are evolved (and this is mainly the Ishimbay region and «islands» on the platform), hydrocarbon accumulations have remained in the form of deposits with commercial reserves.

According to calculations, the residual recoverable oil reserves, considering undiscovered reserves, are small in the studied complex. The average depth of new wells is 500 m. With the expected profitable cumulative production of 5.0 thousand tons per well, drilling of 18–20 thousand new wells will be required. To ensure the profitability of new wells, a portable drilling rig is required. There are 9 zones of bitumenosity, but only in one of them — a small amount of reserves — the content of bitumen is qualitative.

Concerning additional exploration and additional development of fields of this oil and gas complex, an exploration program should be developed urgently, including the transfer to private ownership of individual fields and deposits, individual areas, and wells. The starting points for this recommendation are geological data on the oil reserves in need of confirmation and additional exploration of the Tarkazino-Chegodaevskaia, Iskrinskaya, and other oil and gas accumulation zones.

Keywords

bitumenosity; oil content;
physicochemical properties;
residual oil and gas;
oxidized oil zone

Введение

Платформенный Башкортостан представляет значительную часть древней Восточно-Европейской платформы в составе надпорядковой структуры — Волжско-Камской антеклизы (ВКА), к которой приурочена крупнейшая Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. На территории нашей республики промышленно нефтеносны отложения верхнего палеозоя, в которых выделяется семь нефтегазоносных комплексов. Самый верхний в разрезе нефтегазоносный комплекс нижнепермский содержит 2,8 % первоначальных суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) палеозоя. Поисковые и разведочные работы на нефть и газ в пределах так называемых передовых складок вдоль внутренней границы Предуральского прогиба со

складчатым Уралом не подтвердили нефтеносности. Задачей статьи является рассмотрение текущих результатов разведки и разработки нижнепермского нефтегазоносного комплекса (рисунок 1) и предложений по доразведке и доработке известных месторождений, в том числе возможностей, связанных с битуминозностью данных отложений.

Геология

Нефтеносность нижнепермских отложений в пределах Предуральского прогиба отличается от нефтеносности данных отложений в платформенной части. В прогибе нефтеносность близка к традиционным представлениям, хотя зонально различна. В прогибе выделены две субмеридиональные нефтеносные зоны: западная рифовая и центральная, связанная со складками кинзебулатовского типа.

1–5 — зоны нижнепермских локальных структур; отображение: — погребенных грабенообразных прогибов; 6 — конседиментационных; 8 — постседиментационных; 7 — отображение зон горстовидных поднятий; 9–11 — границы палеозойских структур; 12 — пермские валы

Рисунок 1. Карта развития пермских отложений

Типичный разрез нефтяного месторождения ишимбайского типа, приуроченного к локальному рифу, характеризуется следующим образом. В теле рифового массива без видимых закономерностей распространены линзообразные пористо-проницаемые разности карбонатов, насыщенные нефтью. Корреляция нефтенасыщенных интервалов практически отсутствует, что в условиях почти гектарной сетки скважин свидетельствует о малых размерах нефтенасыщенных линз и их хаотическом распространении. В некоторых рифах над нефтенасыщенной областью располагается газовая шапка по закону гравитационного разделения. В нижней части ишимбайских рифов установлена зона окисленной нефти (ЗОН), отделяющая нефтяную область от водоносной. Наличие ЗОН — неблагоприятный признак, свидетельствующий о частичном разрушении рифов. Высота локальных рифовых сооружений самая разнообразная, но, в общем, превышает 200 м, в максимуме превышает 600 м.

Нефтяные месторождения, приуроченные к складкам так называемого кинзебулатовского типа, описываются разрезом известного Кинзебулатовского нефтяного месторождения, открытого в 1944 году и благодаря своим мощным фонтанным притокам нефти оказавшего заметную помощь фронтам во время Великой Отечественной войны. Месторождение установлено в антиклинальной складке почти меридионального простирания размерами 6,0 x 1,0–1,2 км с сундучным сводом и резко падающими крыльями (под углами до 60°). Складка нарушена на восточном крыле взбросом меридионального простирания. Плоскость взброса имеет западное падение. Коллекторы сакмаро-артинского возраста представляют собой трещинные известняки подчинённого типа, залегающие среди мергелей. Известняки отличаются интенсивно развитой трещиноватостью, независимо от собственной толщины. В других породах трещины развиты значительно слабее. Трещины преимущественно вертикальные (под различными углами), а по керну обнаружены и почти горизонтальные.

В таблице 1 показаны физико-химические свойства пластов-коллекторов и насыщающих их нефтей по нефтяным и газовым месторождениям Ишимбайского типа. Коллекторы относятся к типу порово-кавернозных, трещиноватых и, как уже указывалось, представлены известняками в рифовой фации. Нефти преимущественно маловязкие, сернистые. Пласты-коллекторы кинзебулатовского типа

имеют ухудшенные по сравнению с рифами геолого-физические характеристики (ГФХ). Отмечается развитая трещинная раздробленность нефтенасыщенных интервалов. Нефти отличаются высокой вязкостью, увеличенным содержанием серы, смол и асфальтенов. В таблице 1 представлен также основной результат разработки указанных месторождений — текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), значения которого в общем отвечают режимам эксплуатации залежей.

Южнее расположены недоразведанные Волостновское и Воскресенское нефтяные месторождения, тоже относимые к месторождениям кинзебулатовских складок, но существенно отличающиеся от рассмотренных выше. Волостновское месторождение включает три массивные залежи в карбонатах ассельского яруса и шесть залежей в известняках и доломитах мячковского горизонта среднего карбона. На Воскресенском нефтяном месторождении установлены тоже шесть залежей в карбонатах артинского яруса и мячковского горизонта.

Разработка месторождений нефти и газа, приуроченных к ниже-пермским отложениям

На сегодняшний день организованная на основе проектных документов разработка производится на месторождениях Ишимбайской полосы рифовых массивов и месторождениях кинзебулатовского типа. При научном проектировании разработки первых нефтяных месторождений на территории Башкортостана — приуроченных к рифам Ишимбайского типа — выполнены следующие исследования и работы:

— доказано, что открытые нефтеносные рифы ишимбайского типа (в Башкортостане их более 40) представляют собой локальные вершины Ишимбайского барьерного рифа, протягивающегося в субмеридиональном направлении вдоль гравитационной ступени, отделяющей платформенную часть от Предуральского прогиба;

— нефтяные месторождения в пределах локальных рифов характеризуются резкой «пикообразной» динамикой добычи нефти, при которой максимальная добыча нефти достигается на 2–4-й год разработки, после чего следует столь же резкое снижение текущей добычи при режиме растворенного газа; на режиме истощения (преимущественно гравитационном) месторождения эксплуатируются много лет (до 40 и более), пластовые давления снизились до уровня атмосферного;

Таблица 1. Нефтяные и газовые месторождения Ишимбайской зоны нефтегазоаккумуляции

Месторождение	Возраст	Лито-логия	Начальные извлекаемые запасы	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Количество залежей, ед.	КИН, д.е.
Аллакаевское	P ₁ ^{AS+SM}	изв-к	805,0 млн т	14,0	0,104	13,0	1	0,301
Ирныкшинское	P ₁ ^{ART}	— // —	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Введенское	— // —	— // —	11425,0 млн т	13,0	0,0225	1,76	1	0,383
Грачёвское	— // —	— // —	6844,0 млн т	14,0	0,066	1,91	1	0,467
Ермолаевское	P ₁ ^{ART+AS}	— // —	602,0 млн м ³	12,0	0,022	газ	2	> 0,9
Ишимбайское	P ₁ ^{art+sm+as}	— // —	14234,0 млн т	18,8	0,132	3,0	2	0,330
Казлаирское	P ₁ ^{ART+AS}	— // —	113,0 млн т	20,0	0,071	3,45	1	0,208
Канчуринское	P ₁ ^{ART+SM}	н/д	9,86 млн м ³	5,1–5,5	н/д	газ	1	0,729 (газо-отдача)
Карташевское	— // —	изв-к	1470,0 млн т	10,0	0,114	3,0	1	0,290
Кумертауское	P ₁ ^{ART+AS}	— // —	6331,0 млн т	14,0	0,210	7,0	1	0,277
Кунакбаевское	— // —	— // —	37,0 млн м ³	10,0	0,001	газ	1	> 0,92
Кусяпкуловское	— // —	изв-к + дол.	253,0 млн т	18,0	0,157	18,0	1	0,100
Лемезинское	— // —	изв-к	470,0 млн т	4,0–18,0	0,004–0,046	16,7–19,2	2	0,358–0,305
Маячное, газ.	P ₁ ^{ART+SM}	— // —	126,0 млн м ³	9,0	0,037	газ	1	> 0,9
Маячное, нефть	— // —	— // —	166,0 млн т	13,0	0,053	2,8	1	0,300
Мурапталовское, газ	P ₁ ^{ART+AS}	— // —	1,723,0 млрд м ³	12,0	0,023	газ	2	> 0,9
Мурапталовское, нефть	— // —	— // —	1134,0 млн т	14,6	0,023	3,45	6	0,321
Мусинское	P ₁ ^{ART+SM}	— // —	3,443 млрд м ³ газа	5,0–5,4	н/д	газ	1	> 0,9 (газо-отдача)
Озеркинское	— // —	— // —	1275,0 млн т	15,0	0,199	1,89	1	0,290
Прокопьевское	P ₁ ^{ART+AS}	— // —	605,0 млн т	10,0	0,030	газ	1 (св. газ)	> 0,97
Салаватское	— // —	— // —	318,0 млн т	16,0–20,0	0,071	26,24	2	0,338
Сев. Зирганское	P ₁ ^{ART+SM}	— // —	188,0 млн т	19,7	0,0012	1,9	1	0,246
Сев. Маячное	P ₁ ^{ART+AS}	— // —	268,0 млн м ³	11,0	0,270	газ	1 (св. газ)	> 0,92
Старо-Казанковское	P ₁ ^{ART+KG}	— // —	9,186 млн т	12,8	0,024	4,34	1	0,369
Тереклинское	P ₁ ^{ART}	— // —	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Шамовское	— // —	— // —	61,0 млн т	13,0–16,7	0,06–0,050	2,3–19,4	2	0,095
Южно-Введенское	— // —	— // —	1504,0 млн т	10,0	0,236	1,3	2	0,449

Примечания: изв-к — известняк; дол. — доломит; св. газ — свободный газ; н/д — нет данных.

— для статистической характеристики прерывистых и линзовидных пластов профессором М.М. Саттаровым созданы модели с привлечением методов теории вероятности; были предложены методы гидродинамических расчетов при режиме растворенного газа для месторождений с высоким этажом нефтеносности с учетом проявления упругого режима (совместно с доктором технических наук И.И. Абызбаевым);

— предложены и опробованы технологии заводнения, закачки воздуха, закачки сточных вод и газового воздействия; в условиях истощенности пластовой энергии ни одна из предложенных и опробованных технологий не оправдала себя, кроме технологии газового воздействия на Грачевском месторождении; при её осуществлении ликвидированы 46 скважин старой конструкции (с открытым забоем) и пробурены 42 новые скважины по конструк-

ции со спуском и цементированием эксплуатационных колонн, в том числе шесть скважин по конструкции газонагнетательных; построена Старо-Казанковская компрессорная скважина производительностью 1,0 млн м³/сут;

— при нагнетании газа в сводовую часть залежи и отборе с помощью новых добывающих скважин из нижней части получили рост пластового давления до 9,8–10,5 МПа и прирастили нефтеотдачу на 9,0 пунктов; но развитие на других месторождениях технология газовоздействия не получила из-за отсутствия ресурсов газа;

— испытаны технологии бурения горизонтальных скважин (в частности на Лемезинском, Шамовском и Салаватском месторождениях) и боковых стволов; доказана их перспективность при квалифицированном выборе участков с построением секторных моделей.

В пределах платформенного Башкортостана нефтеносные пермские отложения эксплуатировались по остаточному принципу. На сегодня выявлены две зоны с промышленными запасами нефти.

В Тарказино-Чегодаевской зоне (в районе Знаменского нефтяного месторождения, см. таблицу 2) ЗАО «ВИНКА» бурением установлено 11 мелких залежей литологического типа. На баланс Росгеолфонда (РГФ) поставлены геологические запасы нефти в размере 54 млн т по категории $C_1 + C_2$, из которых 20 % — по категории C_1 . Запасы подсчитаны в пяти продуктивных пачках сакмарского, артинского и кунгурского ярусов. Запасы прошли государственную экспертизу «Роснедр». КИН утверждён в соответствии с ТЭО, равным 0,28 д.е. НИЗ составили 15,0 млн т нефти. На Бахтинской залежи пробурено четыре скважины (в соответствии с тех. схемой, утверждённой ЦКР Роснедр). Начальные дебиты составляли 3–5 т/сут нефти. В течение 1–3 лет эксплуатации дебиты снижались до 1,0–0,5 т/сут нефти. Накопленная добыча нефти в среднем на одну скважину — от 2,0 до 3,0 тыс. т. Доразработка Бахтинской залежи не была завершена из-за прекращения финансирования ЗАО «ВИНКА» иностранным инвестором. Не вводились в разработку остальные залежи нижнепермской нефти, вскрытые отдельными поисковыми скважинами и принятые на баланс этой организации. Промысловый опыт не получил продолжения.

На Искринском нефтяном месторождении бурением в нижнепермских отложениях установлено шесть залежей нефти промышленного значения. Скважиной 30 Урман открыта залежь нефти в пачке а1-3 кунгурского яруса. В общей 55-метровой толще ангидритов выделен двухметровый нефтенасыщенный интервал, связанный с трещиновато-кавернозным коллектором. Пластовая нефть отличается вязкостью 26,5 мПа·с и низкой газонасыщенностью (3,9 м³/т). Накопленная добыча нефти из данной скважины составила 9,0 тыс. т при постепенно

снижающихся дебитах 5–3 т/сут и менее при естественном режиме истощения. Остальные залежи в эксплуатацию не вводились.

О региональной нефтеносности нижнепермских отложений

В процессе бурения скважин при проходке нижнепермских отложений почти всегда встречаются нефтепроявления, часто обильные. Но по окончании эксплуатации скважин по основным объектам испытания интервалов нижней перми в колонне не дают притоков нефти. Для проверки этого феномена в БашНИПИнефти под руководством Н.П. Егорова была выполнена научно-исследовательская работа, в которой обоснованы рекомендации по заложению целевых неглубоких скважин на нижнюю пермь в зонах с наиболее интенсивными нефтепроявлениями. Но результаты бурения первых же скважин подтвердили отсутствие притоков нефти. В монографии [1] этому феномену даётся следующее объяснение. В геологическом разрезе верхнего палеозоя Башкортостана пермские отложения занимают самое верхнее положение. Исключение составляют отдельные небольшие территории, где сохраняются останцы третичных пород. Сверху почти повсеместно разрез перекрывается чехлом четвертичных осадков. В переводе на геологический язык это означает, что всю последующую историю, насчитывающую около 100 млн лет, территория нынешней платформенной части представляла собой сушу. Над пермскими породами отсутствуют надёжные флюидоупоры, хотя в самом пермском разрезе развиты и эвапориты (ангидриты и соли), и глинистые аргиллиты. По указанной причине скопления углеводородов (УВ) в пермских отложениях обеднялись летучими компонентами, и вся пермская толща в лучшем случае насыщена остаточными нефтью и газом. Там, где развиты отложения соли (а это Ишимбайский регион и складки кинзебулатовского типа в Предуральском прогибе), скопления УВ сохранились в виде залежей с промышленными запасами.

Таблица 2. Тарказино-Чегодаевская зона нефтеносности нижнепермских отложений

Стратиграфия	Литология	Пористость, %	Проницаемость, мкм²	Начальная нефтенасыщенность, д.е.	НИЗ, млн т (экспертиза «Роснедра»)		КИН, д.е.
					Кат. C_1	Кат. C_2	
Кунгурский ярус	Хемогенные доломиты	20,0	0,003–0,09	0,55–0,67	15,0	?	0,28
Артинский + Сакмарский ярусы	Органогенные известняки	16,0	0,008–0,09	0,67–0,74			

Доразведка и доработка пермских отложений

В нижнепермских отложениях пока выделены Ишимбайская и зона складок кинзебулатовского типа в Предуральском прогибе и в платформенной части две показанные выше зоны нефтегазонакопления Тарказино-Чегодаевская и Искринская. Кроме того, по нижнепермским осадкам предшествующими ГРП установлены до 82 валов разной протяженности, ориентировки и выраженности. По многим из них выявлена связь с нижележащими нефтеносными отложениями, на чем была своё время основана поисковая стратегия соответствия нижнепермского структурного плана с более древними структурными планами. Все указанные валы — тектоно-седиментационного типа. Намечено несколько валов седиментационного типа, целесообразность разведки которых необходимо уточнить.

Приведенные выше данные свидетельствуют, что нефтеносность нижнепермских отложений в платформенной части не вполне вписывается в традиционные схемы, что, прежде всего, связано с трещинным типом карбонатного коллектора, и обусловлено несистемным развитием в карбонатном коллекторе пористо-проницаемых интервалов.

Числящиеся на балансе запасы нефти рассматриваемого нефтегазонаосного комплекса ежегодно уточняются. При явной недостаточ-

ности исходных данных о ГФХ пластов-коллекторов и физико-химических свойствах насыщающих их нефтей цифра неоткрытых ресурсов УВ по промышленным категориям определяется на уровне 80–100 млн т геологических запасов. С учетом КИН = 0,15–0,2 д.е. для естественного режима истощения суммарные неоткрытые запасы составляют порядка 16–20,0 млн т нефти. При известном залегании продуктивных интервалов проектные скважины должны иметь среднюю глубину 500 м. С учетом имеющихся небольших промысловых данных средняя накопленная добыча нефти из них составит 3–6 тыс. т нефти. Потребуется бурение около 18 тыс. т нижнепермских скважин. Для обеспечения рентабельности их строительства имеется необходимость создания портативного бурового станка.

О битуминозности пермских отложений

Исходя из указанной оценки остаточных ресурсов, внимание геологов обращается к прогнозным ресурсам нетрадиционного углеводородного сырья, а именно битумов и сланцевой нефти. В 1979 году Н.П. Егоровой и Ю.С. Кузнецовым выполнена работа по оценке указанных ресурсов. В данной работе изучены все битумо- и нефтепроявления сверхвязкой нефти (СВВН) в разрезах до глубин 100, 500 и 500–700 м. В таблице 3 пред-

Таблица 3. Битуминозность пермских отложений

Зона	Тип	Возраст	Характер битумопроявлений	Параметры пласта			Компонентный состав, %		Запасы, млн т
				Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Битумонасыщенность, %	Асфальтены	Смолы	
Азнаевский участок	Битумин. песч. и алеврол.	P ₂	Насыщение окисленное нефтью	19,4	0,282	> 5,0	н/д	н/д	*34,0
Киргиз-Миякинская	Битуминозн. изв-ки	P ₁ ^{kg}	гудрониров. нефтью	н/д	н/д	1,0	8,8	50,7	5,3
Кайраклинская	— // —	— // —	— // —	н/д	н/д	1,0	н/д	н/д	4,8
Бургангуловская	Битумин. доломиты	P ₁ ^{kg} P ₁ ^{art}	окисл. нефть в порах каверн	н/д	н/д	0,5	н/д	н/д	4,4
Кызыл-Кючев.	— // —	P ₁ ^{sm} P ₁ ^{kg}	тяжелая нефть	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0,420
Урманская	— // —	P ₁ ^{art} P ₁ ^{kg}	окисл. нефть	н/д	н/д	0,2–0,24	н/д	н/д	0,110
Жуковская	— // —	P ₁ ^{kg}	— // —	н/д		0,5	н/д	н/д	1,5
Давлетовская	— // — и изв-ки	P ₁ ^{sm} P ₁ ^{art}	включения	1,9–5,8	Непрониц.	0,2	н/д	н/д	19,2
Кунгакская	Битуминозные изв-ки	— // —	включения битума	н/д	н/д	0,2	н/д	н/д	3,6
ИТОГО									73,4

Примечания: н/д — нет данных; * — по сведениям А.Г. Захарова, 1977 г.

ставлены данные по запасам, подсчитанным по зонам битумо- и нефтепроявлений СВВН (сверхвязких нефтей) разными авторами. Только на Азнаевском участке битумонасыщенность превышает 5,0 %, и его запасы отнесены к кондиционным. Все остальные не представляют промышленного интереса.

На нижнепермских месторождениях имеются целые выработанные участки и отдельные скважины, где требуются дополнительные инженерные решения для продолжения их дальнейшей эксплуатации или дальнейшей доработки с учётом изыскания технологических резервов, а именно: подбора рационального технологического режима эксплуатации скважин с накоплением нефти по стволу, выполнения ремонтно-восстановительных работ, использования возможностей вторичной разработки [2] зон, выработанных при первичной разработке и др. Последнее не исключено при передаче таких участков и скважин в частное владение.

Выводы

1. Рекомендуется разработать программу, включающую новые ГРП, ввод в разработку открытых законсервированных залежей, а также доработку отдельных месторожде-

ний, участков и залежей, эксплуатирующих нижнепермские отложения. Исходными положениями для указанной рекомендации являются геологические данные о неоткрытых НИЗ порядка 16–20 млн т нефти. Первоочередными задачами являются доразведка Тарказино-Чегодаевской, Искринской и поиски новых зон нефтегазонакопления.

2. В программе должны быть рассмотрены возможности вторичной разработки истощённых зон и залежей с учетом имеющегося опыта в Ишмбайском районе [2]. Для достижения указанной цели также должна быть предусмотрена передача ряда мелких месторождений и выработанных при первичной разработке зон вновь организуемым частным компаниям.

3. На сегодняшний день выявлено девять зон битумов и проявлений сверхвязкой нефти. Только на Азнаевском участке битумосодержание (битуминозность) превышает 5,0 %. Запасы битумов данного участка отнесены к кондиционным. Остальные зоны и участки не представляют промышленного интереса. В программе должны быть предусмотрены мероприятия по переоценке возможностей извлечения нефти из источников битумо-нефтепроявлений СВВН и сланцевой нефти.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 703 с.
2. Халимов ЭМ., Лозин Е.В. Вторичная разработка нефтяных месторождений Башкортостана / 2-е изд., сокр. и перераб. СПб.: ВНИГРИ, 2013. 180 с.

REFERENCES

1. Lozin E.V. *Geologiya i neftenosnost' Bashkortostana* [Geology and Oil-Bearing Capacity of Bashkortostan]. Ufa, BashNIPIneft' Publ., 2015. 703 p. [in Russian].
2. Khalimov EM., Lozin E.V. *Vtorichnaya razrabotka neftyanykh mestorozhdenii Bashkortostana* [Secondary Development of Oil Fields in Bashkortostan]. 2nd Edition Abridged and Revised. St. Petersburg, VNIGRI Publ., 2013. 180 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Лозин Евгений Валентинович, д-р геол.-минерал. наук, профессор, академик РАН, эксперт бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

Evgeniy V. Lozin, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Academician of RANS, Expert of the Bureau of Senior Experts, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: LozinEV@bnipi.rosneft.ru