DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-11-15 УДК 551 I Научная статья

Детализация геологии карбонатов фаменского яруса в платформенном Башкортостане в связи с доразведкой их нефтеносности

Лозин Е.В.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
lozinev@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Выполнена детализация представлений о геологическом строении и особенностях разработки карбонатных отложений фаменского яруса на юго-востоке Восточно-Европейской платформы (ВЕП) в пределах платформенного Башкортостана. Рассмотрены три представительных месторождения, приуроченных к прогибам Камско-Кинельской системы (ККСП) и к башкирскому и татарскому палеошельфам.
В пределах преобладающей части ККСП фаменские органогенные постройки (ОП) непродуктивны, но в структурах облекания оформились залежи нефти: от уникальных по запасам до крупных, средних и мелких. На крайнем юго-западе Актаныш-Чишминского прогиба в песчаных образованиях ТТНК вокруг локального рифа, росшего до позднетурнейского времени, сформировались неизвестные до сих пор залежи нефти кольцевого типа. На палеошельфах господствовал режим нормального осадконакопления, фаменские ОП и залежи в них преимущественно мелкие.
Перспективы нефтеносности связаны с погруженными зонами увеличенных толщин фаменских карбонатов на окраине платформы и возможных скоплений углеводородов в биостромах и на участках с аномально низким пластовым давлением.

Материалы и методы
Основной акцент работы — геологический парадокс: в основании карбонатных тел, имеющих громадные размеры (барьерные рифы) и, соответственно, ожидаемую большеразмерную емкость для зарождения и создания углеводородов отсутствуют признаки созидательной «кухни» для протекания реакций углеводородного синтеза (или другого механизма происхождения УВ).

Ключевые слова
фаменский, геологическое строение, прогиб, нефтяная залежь, палеошельф

Для цитирования
Лозин Е.В. Детализация геологии карбонатов фаменского яруса в платформенном Башкортостане в связи с доразведкой их нефтеносности // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 11–15. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-11-15

Поступила в редакцию: 29.04.2022

UDC 551 I Original Paper

Work out in detail of fammenian carbonates geology at platform Bashkortostan in connection their new oil and gas perspectives

Lozin E.V.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
lozinev@bnipi.rosneft.ru

Abstract
In article the data according to above mention problem are published. The Fammenian carbonate deflections take part of upper Devonian-Tournaisian oil-gas complex among seven oil-gas complexes at platform Bashkortostan. Its deflections are bedding on thin Fran sediments and introduced, by essence, basic deflections of Paleozoic carbonate thick series. Depressions of Kamsko-Kinel System (KKS) and two paleo-shelf (Bashkir and Tatar) define tectonic framework of Fammenian carbonate.
Analysis was given on date of three representative oil fields. Most conclusions are following.
Dynamic regime of sedimentation had different mechanism into separate zones to KKS depressions. At Western part of contemporary Bashkir arch and contemporary Birsk saddle large barrier reefs and companying local reefs are not productivity. But above its local structures into Terrigenous Low Carbon (TTLC) contain unique, large, middle and little oil fields. It means that Fammenian plan controlled upper structure plans in territory KKS depressions. In other parts of KKS depression dynamic regime of sedimentation, opportunity into South-Western party of Aktanysh-Chishma Depression, the ring sandstone TTLC formations are formed around local Fammenian-Tournal reef. The new, unknown up to oil fields TTLC are contains into its.
Above mention predication don’t corresponds to Bashkir and Tatar paleo-shelfs as a one’s organic buildings (OB) have minimal volume and amplitude, and tectonic regime corresponded to normal sedimentary. Oil-gas deposits on paleo-shelfs are small.
Further oil-gas perspective will associated with: zones of increase thickness Fammenian carbonates on north-west – particularly in regions of cross Paleozoic sedimentary with foundation steps. Than the perspectives will connection with local regions of “sault tectonic” into Salmuysh depression and with prognostication zones anomaly low sheet pressure.

Materials and methods
The main emphasis of the work is a geological paradox: at the base of carbonate bodies, which are of enormous size (barrier reefs) and, accordingly, the expected large capacity for the generation and creation of hydrocarbons, there are no signs of a creative “kitchen” for the reactions of hydrocarbon synthesis (or other mechanism of hydrocarbon origin).

Keywords
fammenian, geological cross section, depression, oil-gas deposit, paleo-shelf

For citation
Lozin E.V. Work out in detail of fammenian carbonates geology at platform Bashkortostan in connection their new oil and gas perspectives. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 11–15. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-11-15

Received: 29.04.2022

Платформенный Башкортостан является значительной частью юго-восточной окраины древней Восточно-Европейской платформы (ВЕП). В пределах ВЕП выделена надпорядковая структура — Волжско-Камская антеклиза, к которой приурочена крупнейшая Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. В ее состав входит и территория платформенного Башкортостана, где в отложениях верхнего палеозоя выделено семь нефтегазоносных комплексов. Среди них преимущественную нефтеносность имеют два комплекса: терригенная толща девона (ТТД) и терригенная толща нижнего карбона (ТТНК), на долю которых приходится 80,1 % суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти региона. Остальные пять нефтегазоносных комплексов сложены карбонатными отложениями, но среди них имеется исключение: осадочные породы верейского горизонта, среди которых встречены подчиненные терригенные образования. Карбонаты занимают 88 % продуктивного разреза, в них сосредоточено почти 20 % суммарных первоначальных НИЗ.

Изучению карбонатных отложений Башкортостана и их нефтеносности посвящены работы многих исследователей. К числу наиболее значимых следует отнести исследования Р.О. Хачатряна, В.М. Тюрихина, М.Ф. Мирчинка, Р.Х. Масагутова, Н.П. Егоровой, О.М. Мкртчана, А.М. Сюндюкова, М.А. Юнусова, Ф.И. Хатьянова, Е.В. Лозина, В.Б. Озолина, Р.Д. Бакирова, Р.В. Мирнова и др. К настоящему времени определились главные черты тектонического строения и литолого-фациальных особенностей рассматриваемых отложений, в том числе фаменского яруса.

Известняки и доломиты фаменского яруса, залегающие на маломощных карбонатных отложениях среднего и верхнего франа, являются по существу базальными отложениями мощного карбонатного комплекса верхнего палеозоя. Они представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Тектонику определяют Актаныш-Чишминский, Шалымский (Шалымско-Калининский) и Инзеро-Усольский прогибы Камско-Кинельской системы (ККСП) и башкирский и татарский (южно-татарский) палеошельфы [1, 2] (рис. 1). Литофациальные особенности обобщены в новейшей работе [4]. К указанным отложениям в составе верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса приурочено около 70 % всех известных нефтяных залежей в карбонатах палеозоя Башкортостана. Доля нефтеносности собственно карбонатов фаменского яруса в общем балансе НИЗ палеозоя составляет около 3,5 % и по этому показателю данный нефтегазоносный комплекс уступает среди карбонатных турнейскому подкомплексу. Залежи нефти в рассматриваемых отложениях преимущественно мелкие и мельчайшие. Всего промышленные запасы нефти установлены в 68 месторождениях, но только в 12 месторождениях НИЗ нефти превышают 1 млн т.

Ниже следует описание карты изопахит отложений франско-фаменской осадочной толщи, которая позволяет судить о границах распространения Актаныш-Чишминского и Шалымского прогибов Камско-Кинельской системы (ККС) и башкирского и татарского палеошельфов в пределах платформенного Башкортостана (рис. 1). Низшие отметки структурного плана соответствуют внутренним (осевым) зонам прогибов ККС. Бортовые зоны прогибов ККС выделяются сгущением изогипс. В пределах возвышенных палеошельфов рельеф заметно более пологий, особенно на северном — башкирском — палеошельфе. Приграничные области палеошельфов с прогибами ККС тоже отличаются относительным сгущением изогипс. Органогенные постройки (ОП) в пределах прогибов и в прибортовых зонах в облекании представляют локальные нефтеносные структуры, к которым приурочены залежи месторождений нефти и газа.

Известно научное положение, что структурный план осадочных отложений платформенного Башкортостана, залегающих выше девона (нефтегазоносные комплексы III–VII), определяется структурным планом фаменских отложений. Насколько это верно, заключение последует ниже. Кроме того, интерес представляет распределение нефтеносности в пределах распространения фаменских карбонатов.

Литофациальная и геолого-физическая характеристика (ГФХ) карбонатов фаменского яруса в пределах прогибов ККС отличаются следующими особенностями. Во-первых, в зонах, контролируемых крупными Арлано-Дюртюлинским и Орьебаш-Максимовско-Татышлинским барьерными рифами, в структурах облекания сосредоточено большинство нефтяных месторождений верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса, среди которых уникальные по запасам, крупные, средние и мелкие. Во-вторых, для палеошельфов характерно развитие мелких рифов и биогермов. По данным сейсморазведки имеются биостромы, но залежей нефти пока не установлено. В пределах татарского шельфа нефтяные залежи фаменского яруса (заволжский надгоризонт +

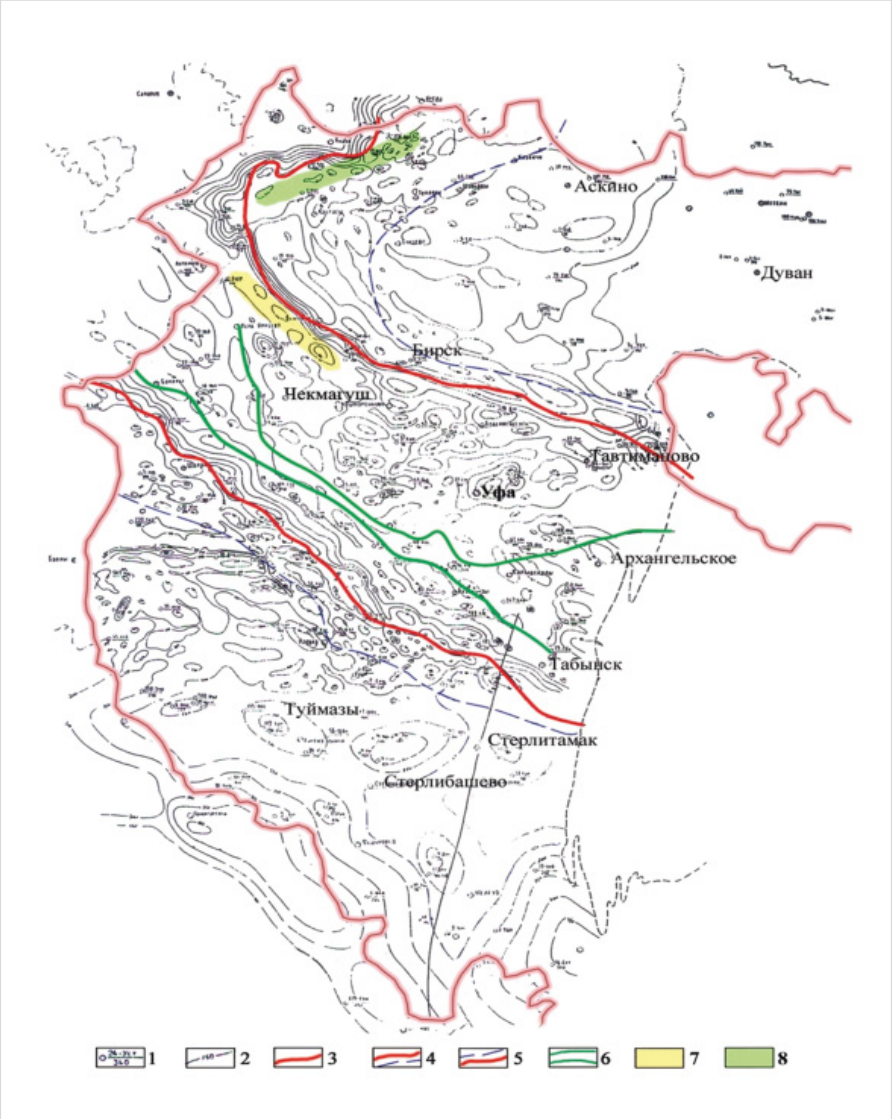

Рис. 1. Карта изопахит комплекса отложений от саргаевского горизонта до подошвы заволжского надгоризонта
1 — скважины; 2 — изопахиты, м; 3 — граница фаменского борта Актаныш-Чишминского прогиба; 4 — границы внешней юго-западной прибортовой зоны; 5 — границы внешней северо-восточной прибортовой зоны (включая и Шалымский прогиб); 6 — границы осевой зоны; барьерные рифы: 7 — Арлано-Дюртюлинский; 8 — Орьебаш-Максимовско-Татышлинский
Fig. 1. Isopachous map of the sedimentary complex from the Sargayev horizon to the bottom of the Zavolzhsky suprahorizon
1 – wells; 2 – isopachous lines, m; 3 – boundary of the Famennian flank of the Aktanysh-Chishminsky trough; 4 – boundaries of the outer south-west adjacent zone; 5 – boundaries of the outer north-east adjacent zone (including the Shalymsky trough); 6 – boundaries of the axial zone; barrier reefs: 7 – Arlano-Dyurtulinsky; 8 – Oryebash-Maksimovsko-Tatyshlinsky

средний и нижнефаменский подъярусы) Туймазинского нефтяного месторождения представляют мелкие и мельчайшие скопления в биогермах и локальных рифах.

О распределении нефтеносности в фаменских карбонатных отложениях свидетельствует таблица 1, где представлена ГФХ пластов-коллекторов, включая карбонаты заволжского надгоризонта, по трем наиболее крупным месторождениям фаменского яруса: Ново-Узыбашевскому, Альшеевскому и Туймазинскому. Выбор данных месторождений для суждения о нефтеносности фаменских карбонатов автору статьи представляется наиболее показательным.

Ново-Узыбашевское нефтяное месторождение приурочено к Актаныш-Чишминскому прогибу ККС. Во франско-фаменской толще содержатся 62 % суммарных первоначальных НИЗ этого месторождения. Нефтяные залежи указанной толщи залегают в трех рифах: Ново-Узыбашевском, Табулдакском и Баскаковском (самый крупный Ново-Узыбашевский, 7,2×22 км) в пределах северо-восточного борта Актаныш-Чишминского прогиба, в районе западной границы Благовещенской впадины с Южно-Татарским сводом. Мощные рифы родились на выступе франского дна мелководного моря и благополучно развивались в течение довольно продолжительного времени по мере согласованного с уровнем моря погружения и последующего воздымания до обнажения в радаевско-бобриковском

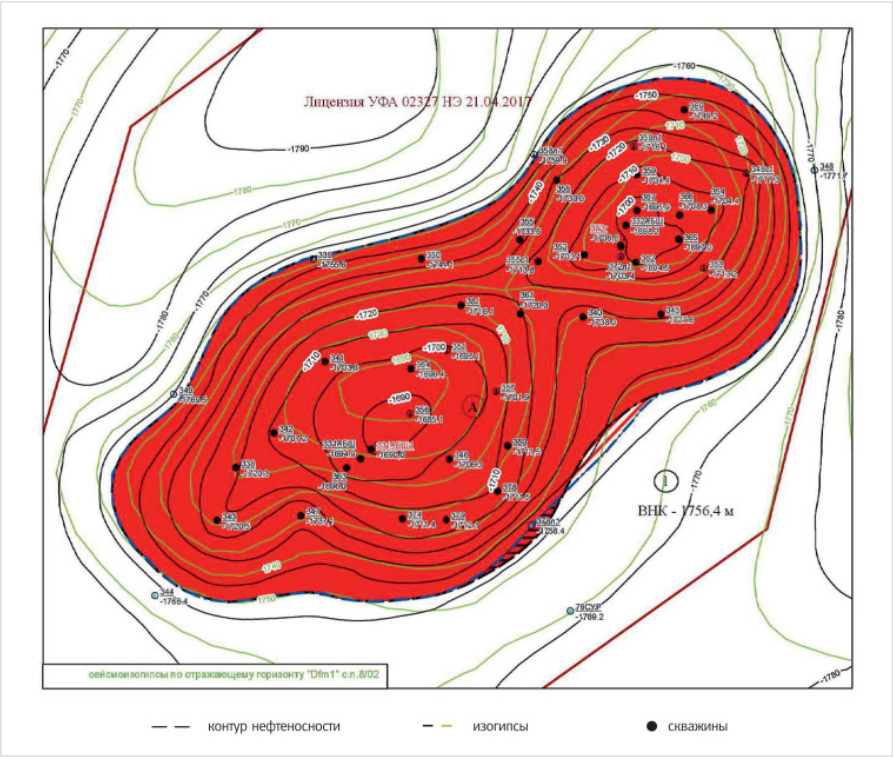

Рис. 2. Альшеевское нефтяное месторождение. Структурная карта по кровле пласта $Д_3^{fm}$нижний
Fig. 2. Alsheyevskoye oil field. Subsurface contour map of the D_3^{fm}-low reservoir roof

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика и параметры нефти залежей фаменского яруса
Tab. 1. Geologic and physical characteristics and oil parameters of Famennian Stage deposits

Параметры	Месторождения					
	Альшеевское			Ново-Узыбашевское	Туймазинское	
	Заволжский надгоризонт	Средний фамен	Нижний фамен		Заволжский надгоризонт	Средний фамен
Средняя глубина залегания, м	1 873	1 876	1 920	1 940	1 110	1 220
Тип коллектора	порово-кавернозный			порово-кавернозный	порово-кавернозный	порово-кавернозно-трещин.
Тип залежи	пластовая сводовая	структурная, пластовая	массивная	массивная, лит. огранич.	пластовые, структурные	пластовые, структ.-литологическ.
Средняя общая толщина, м	26,6	45,7	64,7	176,9	13,7–21,2	3,8–18,1
Нефтенасыщенная толщина, м	3,8	1,2	14,5	89,8	4,1–4,3	2,2–5,1
Коэффициент пористости, д. е.	0,08	0,011	0,12	0,02	0,08	0,04
Коэффициент нефтенасыщенности, д.е.	0,8	0,79	0,83	0,812	0,71	0,80
Проницаемость, мкм^2	0,012	0,010	0,109	0,012	0,007	0,009
Коэффициент песчанистости, д. е.	0,17	0,03	0,44	0,772	0,38–0,55	0,52–0,61
Расчлененность	3,4	1,0	10,5	8,126	2,4–3,4	1,2–3,6
Пластовая температура, ^{0}C	33,0	36,0	36,0	35,0	26	26
Начальное пластовое давление, МПа	18,4	20,2	21,0	16,2	13,9	13,9
Вязкость пластовой нефти, мПас	11,9	11,7	7,2	11,0	45,4	н/д
Плотность пластовой нефти, кГ/см^3	0,858	0,861	0,860	0,860	0,920	0,916
Содержание в нефти: серы, %	1,9	2,4	3,3	2,6	5,7	3,66
парафина, %	3,8	3,8	3,8	3,2	1,7	н/д
смол и асфальтенов, %	данные отсутствуют					
сероводорода, %	данные отсутствуют					
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,0	3,4	4,5	5,5	4,5	н/д
Газовый фактор, м^3/т	15,4	19,3	19,7	40,3	не опред.	
Доля НИЗ, д. е.	0,733			0,62	0,001	0,003
Коэффициент вытеснения нефти водой, д. е.	0,476	0,476	0,558	0,420	0,412	0,463

временном интервале. При новой трансгрессии указанный «островок» сохранился, постепенно утрачиваясь до дна пермского мелководья. Залежи нефти в порово-кавернозном пространстве рифов сохранились благодаря развитию пород-флюидоупоров, выделенных Р.В. Мирновым под индексами от ЛТ-1 до ЛТ-6 [4]. Довольно дискуссионным выглядит предположение об образовании и сохранении пород-покрышек в динамических тектоно-фациальных условиях, существовавших при зарождении, развитии и результирующей компенсации прогибов ККС, но указанный автор благодаря собственной методике выделил их по каротажу. И это объясняет в первом приближении механизм нефтеносности рассматриваемых многоэтажных рифов.

Альшеевское нефтяное месторождение (рис. 2) расположено в переходной зоне от палеошельфа к некомпенсированному прогибу, но по юго-западному турнейскому борту Актаныш-Чишминского прогиба должно быть отнесено к последнему. Оно тоже приурочено к рифовому массиву, возраст которого нижнефаменский.

Располагается на юго-западном борту Актаныш-Чишминского прогиба, в пределах северной части Южно-Татарского свода (в 80 км юго-восточнее Ново-Узыбашевского). В разрезе месторождения фаменские отложения представлены известняками, участками глинистыми, органогенно-обломочными, преимущественно порово-кавернозными. Высота нижнефаменского рифа (2,9×0,19 км) — 71 м, что значительно ниже рифов Ново-Узыбашевского месторождения. Структурная карта по кровле этого рифа представлена на рисунке 2. Остальные фаменские залежи данного месторождения — структурные пластовые сводовые. ГФХ Альшеевского рифа и Ново-Узыбашевских рифов имеют существенные различия в параметрах (табл. 1):

- общая и нефтенасыщенная толщины Альшевского рифа в 3–5 раз ниже, пористость и проницаемость на порядок выше; коэффициент песчанистости почти в 2 раза ниже; газовый фактор в 2 раза ниже; вязкость пластовой нефти несколько ниже у Альшеевского рифа: 7,2 против 11 мПас; коэффициент вытеснения (0,558) на Альшеевском выше, чем в Ново-Узыбашевских (0,420);
- обращает на себя внимание заметная разность в первоначальных пластовых давлениях: в Альшеевском рифе оно несколько выше гидростатического (21 Мпа), а на Ново-Узыбашевских — заметно ниже (16,2 Мпа), что соответствует значению аномально низкого пластового давления (АНПД).

Указанная выше разница в пластовых давлениях, выражающаяся в проявлении режима АНПД в рифах Ново-Узыбашевского месторождения, свидетельствует о явлениях палеокарста в данных рифах. Этот феномен является, пожалуй, единственным для нефтеносных башкирских рифов, независимо от их принадлежности к тектоническому региону и стратиграфическому комплексу, и требует дополнительного изучения, Возможно районирование прогибов ККС по степени проявления палеокарста, что открывает перспективы установления нефтяных залежей с АНПД.

Кроме того, имелись основания для выяснения прогнозного генезиса Альшеевского рифа в виде части погребенного атолла, но последующее сейсмическое изучение

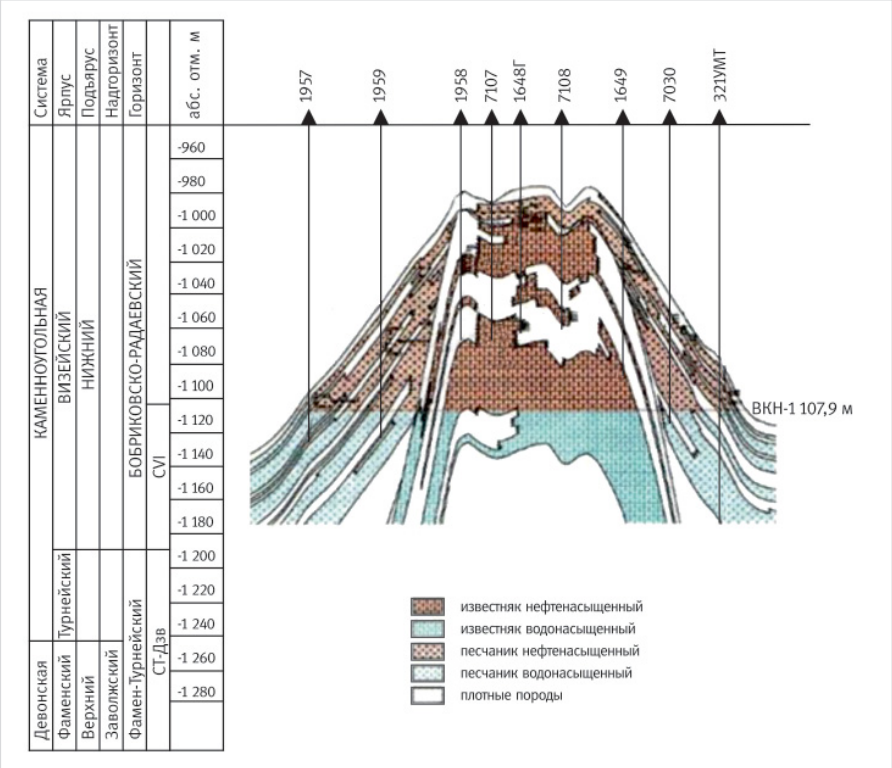

Рис. 3. Геологический профиль в крест простирания Кадыровского купола Илишевского нефтяного месторождения
Fig. 3. Geologic profile across the strike of the Kadyrovsky dome of the Ilishevskoye oil field

рассматриваемого района и данные бурения эту версию не подтвердили.

ГФХ фаменских залежей **Туймазинского месторождения** мало отличаются от других месторождений, но пластовая нефть имеет повышенную вязкость: 45,4 против 7,2–11,9 мПас. Нефтяные залежи размещены по площади месторождения в виде отдельных довольно контрастных мелких рифов и биогермов размерами 1×1×1–2 км, в большинстве которых выявлен водонефтяной контакт (ВНК).

Наследование фаменского структурного плана представляет действительно непреложный факт для целого ряда месторождений. Для рассмотренных выше месторождений картина следующая. В разрезе Ново-Узыбашевского месторождения выше фамена установлены нефтяные залежи в известняках турнейского яруса и песчаниках ТТНК. Одновременно в терригенном девоне нефтеносны отложения муллинского, пашийского и тиманского горизонтов. На Альшеевском месторождении выше фаменских наследование наблюдается в ТТНК (пласт CVI) и карбонатах турнейского яруса, а основные запасы нефти содержатся в пласте ДI терригенного девона. На Туймазинском месторождении фаменские рифы и биогермы мелкие и слабо выраженные. По ТТНК и турнейскому ярусу наследование слабо наблюдается. Изучение геологических материалов по другим месторождениям показывает, что о региональном влиянии фаменского структурного плана на более молодые структурные планы можно судить только в пределах западного склона Башкирского свода (БС). Здесь установлена обильная нефтеносность в ТТНК в структурах облекания фаменских рифов и биогермов. Характерным служит разрез Орьебашского нефтяного месторождения. Оно связано с группой локальных поднятий на западном склоне БС в пределах Черауьского выступа. В верхнедевонско-турнейском структурном подэтаже указанные поднятия выражены рельефно, располагаясь южнее Орьебаш-Максимовско-Татышлинского барьерного рифа, осложняющего южный борт Шалымского прогиба ККС. Сами локальные поднятия не содержат нефтеносности, но выше в структурах облекания установлены залежи нефти в карбонатах каширского и верейского горизонтов, башкирского яруса и наиболее крупные в ТТНК. Таков же разрез большинства месторождений западного склона БС. Отсутствие нефти в органогенных постройках (ОП) верхнего девона-турне представляет загадку, либо это нужно отнести к недостаточной изученности их прямым опробованием. В этой связи до сих пор неоднозначную оценку имеет генезис фаменского гигантского Арлано-Дюртюлинского барьерного рифа, в облекании которого развиты залежи ТТНК и каширо-подольских карбонатов, образующие уникальное Арланское нефтяное месторождение. Автор статьи считает, что это типичный барьерный риф, недоразведанный в отношении нефтеносности карбонатов фаменского яруса. По аналогии с Ишимбайским барьерным рифом здесь прогнозируются локальные вершины в виде нефтенасыщенных рифов различного размера. Настало время проверить указанное предположение путем в первую очередь организации сейсморазведочных работ методом ОГТ-3D.

В краевой западной части Актаныш-Чишминского прогиба на Кадыровском поле Илишевского месторождения открыты кольцевые нефтяные залежи ТТНК, опоясывающие тело фамен-турнейского рифа (рис. 3). Они представляют совершенно новый тип залежей [3]. Локальный Кадыровский риф рос в течение фаменского-турнейского и, очевидно, косьвинского времени. После регрессии риф обнажился, стал разрушаться в вершине в радаевско-бобриковский интервал времени и по мере нового опускания к нему «прислонились» неравномерно развитые,

опоясывающие его тело песчаные образования, впоследствии вместившие залежи нефти. Кроме Кадыровского на ограниченном участке разместились еще два мелких рифа, но подобного механизма опоясывания песчаными «кольцами» у них не наблюдается. Характерно, что в 60-е годы прошлого столетия на месте Кадыровского рифа было установлено скопление гелия — и по этой причине доразведку участка долго не производили, хотя гелий является спутником нефти. Выявленный феномен с открытием «нетипичных» кольцевых залежей нефти пока остается единственным и представляет собой геологический факт, требующий дальнейшего изучения.

В сумме изложенного, нефтегазоносность фаменских отложений можно считать детально изученной. Вопрос заключается в обосновании перспектив еще неоткрытых скоплений углеводородов. Наиболее перспективной следует считать восточную область платформенного Башкортостана — восточнее линии Стерлибашево-Уфа-Аскино (рис. 1), особенно в пределах Салмышской впадины, где распространены локальные зоны соленосных флюидоупоров. Кроме того, на восток-юго-восток увеличивается общая мощность карбонатного разреза, включая и фаменские отложения. Поисковый интерес здесь представляют зоны ожидаемых пересечений отложений палеозоя со ступенями архей-нижнепротерозойского кристаллического фундамента (КФ). Не изучена вероятность наличия залежей нефти в зонах АНПД (см. выше, район Ново-Узыбашевского нефтяного месторождения). Наконец, требуется сосредоточиться на испытании отложений биостромов, установленных сейсморазведкой, в частности — Марковского протяженного биострома.

Итоги

Произведена детализация геологии карбонатных отложений фаменского яруса на юго-востоке ВЕП в пределах Башкортостана. Рассмотрение выполнено для прогибов ККС и для башкирского и татарского палеошельфов на примере трех наиболее крупных нефтяных месторождений фаменского яруса. Выполнен геолого-морфологический анализ обстановок осадконакопления в фаменский век в зонах ККСП и на палеошельфах, позволивший уточнить разную степень влияния фаменского структурного плана на рельеф и нефтеносность вышележащего геологического разреза.

Сформулированы предложения по дальнейшим перспективам нефтеносности фаменских карбонатов на юго-восточной окраине ВЕП в пределах Башкортостана.

Выводы

Из изложенного закономерно вытекают следующие выводы:

- структурный план фаменских отложений в пределах ККСП является основополагающим для верхних горизонтов платформенного Башкортостана. Ярким примером является западный склон Башкирского свода. В краевых частях прогибов ККС над барьерными рифами в структурах облекания сосредоточены нефтяные залежи: от уникальных по запасам до средних и мелких. В крайней юго-западной части Актаныш-Чишминского прогиба установлен новый тип залежей нефти в ТТНК: кольцевые, опоясывающие тело рифа фамен-турнейского возраста;
- на палеошельфах в обстановке нормального осадконакопления в мелководном море сформировались мелкие рифы и биогермы, включающие соответствующие мелкие и мельчайшие залежи нефти. Структурный фаменский палеоплан мало влияет на структурные планы вышележащих отложений, кроме западного склона Башкирского свода, где он определяет обильную нефтеносность ТТНК;
- в отношении дальнейших перспектив нефтегазоносности фаменских карбонатов следует сосредоточить нефтепоисковые работы в пределах Салмышской впадины и в зонах ожидаемого пересечения фаменских осадков со ступенями КФ. Кроме того, рекомендуется доразведка зон с АНПД и зон распространения биостромов.

Литература

1. Лозин Е.В. Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК «Башнефть». Уфа: БашНИПИнефть, 2019. 246 с.
2. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
3. Красневский Ю.С., Лозин Е.В. Новый тип нефтяных залежей: кольцеобразные, опоясывающие тело рифа // Oil&Gas Journal Russia. 2015. № 1–2. С. 38–42.
4. Мирнов Р.В. Оценка перспектив нефтегазоносности по лицензионным участкам по теме: «Закономерности распространения, характеристика и свойства флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще платформенного Башкортостана». Отчет об инженерно-технологической работе. Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2020. 89 с.

ENGLISH

Results

The geology is detailed of the Famennian Stage carbonate deposits in the south-east EEP within Bashkortostan. the Kama-Kinel system troughs and the Bashkir and Tatar paleoshelfs are discussed by the examples of the three largest Famennian Stage oil fields.

The geological and morphological analysis is performed of the Famennian age deposition conditions in the Kama-Kinel trough system zones and on paleoshelfs, which allows specifying the various degree of impact of the Famennian structural geometry on the relief and oil-bearing capacity of the overlying geological section.

Proposals are formulated for further oil potential of the Famennian carbonates at the south-east EEP margins within Bashkortostan.

Conclusions

The following conclusions appropriately arise from the above:

- the structural geometry of the Famennian deposits within the Kama-Kinel trough system is fundamental for the upper horizons of platform Bashkortostan. A perfect example is the west slope of the Bashkirian arch. At the marginal parts of the Kama-Kinel system troughs above the barrier reefs, oil deposits ranging from unique in reserves to medium and small are concentrated in the draping structures. At the extreme south-west part of the Aktanysh-Chishminsky trough, a new type of oil deposits in the Lower Carboniferous Terrigenous Strata is defined: ring-shaped ones encircling the Famennian-Turnean age reef body;
- small reefs and bioherms including respective small and minute oil deposits have been formed on paleoshelves under conditions of normal deposition in a shallow sea. The Famennian structural paleo-geometry has little effect on the structural geometry of the overlying deposits, except for the west slope of the Bashkirian arch where it determines the abundant oil-bearing capacity of the Lower Carboniferous Terrigenous Strata;
- as for further oil and gas potential of Famennian carbonates, oil prospecting works should be concentrated within Salmysh depression and within zones of expected intersection of Famennian sediments with KF stages. In addition, detailed field appraisal of ALRP zones and biostrome spreading zones is recommended.

References

1. Lozin E.V. Atlas of oil and gas fields developed by PJSOC Bashneft. Ufa: BashNIPIneft, 2019. 246 p. (In Russ).
2. Lozin E.V. Bashkortostan geology and oil-bearing capacity. Ufa: BashNIPIneft, 2015. 704 p. (In Russ).
3. Krasnevsky Yu.S., Lozin E.V. A new type of oil deposits: ring-shaped ones encircling the reef body. Oil&Gas Journal Russia, 2015, issue 1–2, P. 38–42. (In Russ).
4. Mirnov R.V. Forecast of future oil and gas potential by license blocks on the subject: “Reservoir-seal rock distribution regularities, characteristics and properties in the Upper Devonian carbonate strata of platform Bashkortostan” Report on engineering and technological work. Ufa: RN-BashNIPIneft, 2020. 89 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лозин Евгений Валентинович, д.г.-м.н., эксперт бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: lozinev@bnipi.rosneft.ru

Lozin Evgeny Valentinovich, ph. d. of geologo-mineralogical sciences, expert of the bureau of senior experts, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: lozinev@bnipi.rosneft.ru