

Результаты реализации программы ГРП на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области

Чикина Н.Н.¹, Никитин Ю.И.², Лебедев М.В.²

¹ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия; ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
n.chikina@rnvbk.ru

Аннотация

В статье рассмотрены результаты проведения специальной Программы ГРП, принятой в 2010 году АО «Оренбургнефть» и причины неуспешности бурения как основа для определения критических факторов прогноза нефтегазоносности.

Материалы и методы

В рамках программы ГРП был проведен комплексный анализ данных бурения и материалов 3D сейсморазведки с целью подготовки фаменских объектов к поисковому бурению, зарезке боковых стволов и углублению скважин на разрабатываемых месторождениях. С целью повышения эффективности прогноза

залежей УВ изучены свойства карбонатных покрышек по данным керна, специально отобранного из фаменских флюидоупоров.

Ключевые слова

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, фаменская карбонатная толща, флюидоупоры, резервуар, факторы риска, надрифовые структуры

Для цитирования:

Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Лебедев М.В. Результаты реализации программы ГРП на карбонатные отложения верхнего девона Оренбургской области // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 42–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-42-47

Поступила в редакцию 02.10.2024.

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

The results of implementation of the upper devonian carbonates exploration program in the Orenburg region

Chikina N.N.¹, Nikitin Yu.I.², Lebedev M.V.²,

¹“RN-Middle East company” LLC, Moscow, Russia; ²“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
n.chikina@rnvbk.ru

Abstract

The article discusses to the results of the implementation a special program of geological exploration, which has been worked out by “Orenburgneft” JSC in 2010 and the reasons drilling failure as a basis for determining critical factors in the forecast of oil and gas potential.

Materials and methods

As part of the exploration program was provided for an integrated analysis of drilling, 3D seismic data to prepare Famennian prospects for exploration, sidetracking drilling and well deepening at developed fields. To improve the efficiency of prospects forecasting, a study of

carbonate seals properties on data of cores specially selected from Famennian sequence.

Keywords

Volga-Ural Oil and Gas Province, Famennian carbonate formation, seals, reservoir, risk factors, over-reef structures

For citation

Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Lebedev M.V. The results of implementation of the upper Devonian carbonates exploration program in the Orenburg region. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 42–47. (In Russ). DOI:10.24412/2076-6785-2024-7-42-47

Received: 02.10.2024

Введение

Реализация Программы геологоразведочных работ (ГРП) АО «Оренбургнефть», ориентированной на верхнедевонский карбонатный комплекс, привела к существенно увеличению объема сейсморазведочных работ 3D в пределах основных зон нефтегазоаккумуляции. Получение качественных сейсмогеологических моделей строения участков позволило подготовить к бурению ряд перспективных объектов и открыть новые нефтяные месторождения. Существенный УВ потенциал фамена был разведан в результате

бурения поисковых скважин, а также при относительно небольших затратах путем зарезки боковых стволов и углубления эксплуатационных скважин с каменноугольных на верхнедевонские продуктивные пласты в пределах разрабатываемых месторождений. Комплексный анализ данных бурения и 3D сейсморазведки позволил разобраться в факторах риска поискового бурения на фаменские отложения.

Целью настоящей работы является обобщение и анализ результатов реализации Программы ГРП по доразведке верхнедевонского

карбонатного комплекса в Оренбургской области выяснение причин неуспешности и главных факторов риска поискового бурения на фаменские отложения для определения путей обеспечения высокой эффективности ГРП на нефть и газ.

Результаты реализации Программы ГРП

В Оренбургской области первые открытия залежей нефти в фамене относятся к середине 50-х годов прошлого века: в 1955 г. на Ефремо-Зыковской структуре Большекинского вала была установлена

промышленная нефтеносность среднефаменского пласта Дф₂. В дальнейшем доразведка Ефремо-Зыковского месторождения привела к обнаружению нефтяных залежей в пластах заволжского надгоризонта верхнефаменского подъяруса: Зл₁ (1978 г.) и Зл₂ (2003 г.). До 2010 г. такие открытия осуществлялись, в основном, попутно, в процессе поискового и разведочного бурения на терригенный комплекс девона в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Большекинельского вала (Новофёдоровское, Школьное, Спасское, Ефремо-Зыковское, Самодуровское, Тарханское месторождения), Бобровско-Покровского вала (Смоляное, Боголюбовское), Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП) (Врезовское, Богдановское) [1, 4].

В 2010 г. началась реализация Программы поисков залежей нефти в верхнедевонском карбонатном комплексе, которая охватывала все основные зоны нефтегазонакопления на ЮТС, Большекинельском валу, ВОСП и Бобровско-Покровском валу. В результате были открыты 101 залежь нефти, из которых наибольшее количество (79) связаны с пластами заволжского надгоризонта, остальные приходятся на ниже-среднефаменские отложения. Наибольшее количество открытий было сделано в период 2017–2020 гг. (рис. 1). Большинство выявленных залежей приурочены к структурам облекания и дифференциального уплотнения над верхнефранско-нижнефаменскими и фаменскими органогенными постройками, которые в пределах Оренбургской области играют заметную структурообразующую роль при формировании ловушек УВ [1, 3, 4, 6, 7].

На рисунке 2 показана принципиальная схема формирования структур, образовавшихся в перекрывающей рифе толще терригенных и карбонатных осадков в результате их дифференциального уплотнения. В процессе миграции углеводородов



Рис. 1. Динамика открытия залежей нефти в интервале фаменского яруса, поставленных на Государственный баланс в период 1956–2022 гг.

Fig. 1. Dynamics of oil deposits discoveries in the Famennian inscribed on the State Balance during 1956–2022

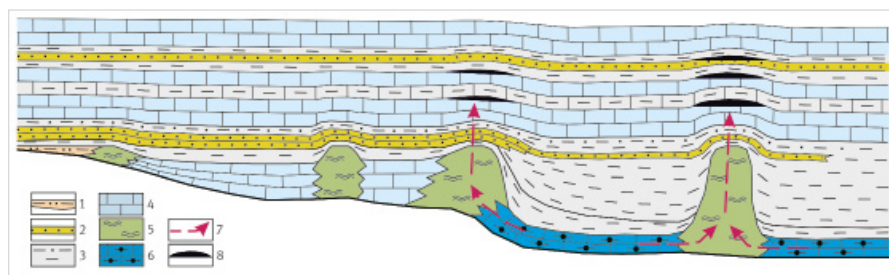


Рис. 2. Принципиальная схема формирования залежей нефти в структурах дифференциального уплотнения над верхнедевонскими органогенными постройками:

1 — отложения прибрежно-морской равнины; 2 — песчано-алевритовые отложения; 3 — алевриты, аргиллиты; 4 — мелководно-шельфовые слоистые карбонаты; 5 — рифы; 6 — относительно глубоководные осадки доманикового типа; 7 — миграция УВ; 8 — нефтяные залежи

Fig. 2. Basic diagram of the oil deposits formation in compaction closures over the Upper Devonian organogenic build-ups: 1 – deposits of the coastal-marine plain; 2 – sandy-aleuritic deposits; 3 – siltstones, mudstones; 4 – shallow-shelf layered carbonates; 5 – reefs; 6 – relatively deep-water sediments of the Domanic type; 7 – migration of hydrocarbons; 8 – oil deposits

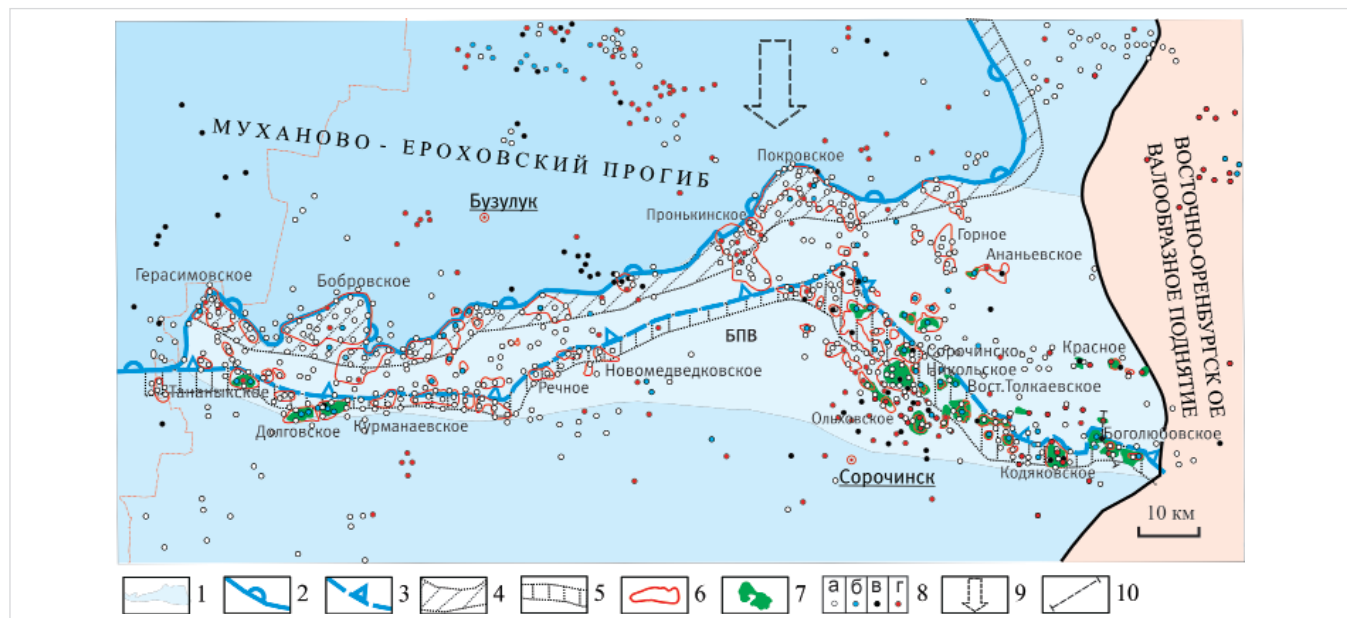


Рис. 3. Бобровско-Покровский вал Оренбургской области [2, с дополнениями]: 1 — Бобровско-Покровский вал; 2 — заволжский бортовой уступ Муханово-Ероховского прогиба; 3 — прогнозный бортовой уступ нижнефаменского барьерного рифа; 4 — среднефаменский барьерный риф; 5 — нижнефаменский барьерный риф; 6 — контуры нефтяных залежей в карбоне; 7 — нефтяные залежи в фамене; 8 — поисковые и разведочные скважины с забоями: а — в турне; б — в карбонатном девоне; в — в терригенном девоне; г — в додевонских образованиях; 9 — направление регионального наклона отложений девона и карбона; 10 — линия геологического разреза (рис. 4).

Fig. 3. Bobrovsko-Pokrovsky shaft of the Orenburg Region [2, with additions]: 1 – Bobrov-Pokrov Swell; 2 – Zavlzhsky margin of the Mukhanovo-Erokhov Trough; 3 – proposal margin of the Lower Famennian barrier reef; 4 – Middle Famennian barrier reef; 5 – Lower Famennian barrier reef; 6 – contours of oil deposits in the Carboniferous; 7 – oil deposits in the Famennian; 8 – prospecting and exploration wells with bottomholes: a – in the Tournasian; б – in the carbonate Devonian; в – in the terrigenous Devonian; г – in the Pre-Devonian formations; 9 – direction of regional inclination of the Devonian and Carboniferous deposits; 10 – line of the geological section (fig. 4).

из нефтематеринской доманиковой толщи при наличии коллекторов и надежных покрышек в надрифовых структурах происходило образование залежей нефти.

Большинство открытий в фаменском интервале разреза приурочено к Бобровско-Покровскому валу южного борта Муханово-Ероховского прогиба (рис. 3). Здесь сосредоточен основной объем разведанных в фамене запасов нефти, главным образом, в пластах заволжского надгоризонта [7]. Первые открытия в результате углубления эксплуатационных скважин были получены на Тананыкском (2013 г., пласт $Z_{1,1}$), Долговском (2015 г. $Z_{1,1}$, $Z_{1,2}$) месторождениях [6, 7]. В дальнейшем продуктивность заволжских, а также среднефаменских пластов была установлена в процессе бурения поисковых, разведочных скважин, зарезки боковых стволов на Восточно-Толкаевском месторождении, а также на Новольвовском, Вознесенском, Восточно-Петропавловском, Северо-Вознесенском и Бородиновском куполах Сорочинско-Никольского месторождения. В 2019 г. на Западно-Долговском месторождении в заволжском надгоризонте были открыты 4 продуктивных пласта ($Z_{1,0}$, $Z_{1,1}$, $Z_{1,2}$, $Z_{1,3}$), из которых были получены притоки нефти с дебитами до $252 \text{ м}^3/\text{сут}$.

С Бобровско-Покровским валом связана гигантская зона нефтенакпления, в которой сосредоточено 45 % разведанных запасов нефти Оренбургской области (без учёта Оренбургского месторождения). Постседиментационный инверсионный региональный наклон южного борта Муханово-Ероховского прогиба (МЭП) явился решающим фактором формирования вдоль крутого заволжского бортового уступа, совпадающего в плане с бассейновым склоном среднефаменского барьерного рифа, крупных тектоно-седиментационных поднятий, которые выделяются только в отложениях верхнего девона и карбона – по горизонталю терригенного девона под валом наблюдается наклоненная на юг моноклинал [3]. Прибортовые поднятия контролируют в разрезе карбона половину НИЗ нефти, разведанных в пределах Бобровско-Покровского вала (Герасимовское, Бобровское, Новобузулукское, Пронькинское, Покровское месторождения) (рис. 3). Характерна многоступенчатость месторождений: на отдельных из них в стратиграфическом диапазоне от турнейского яруса нижнего карбона до московского яруса среднего карбона обнаружено более 10 промышленно нефтеносных пластов.

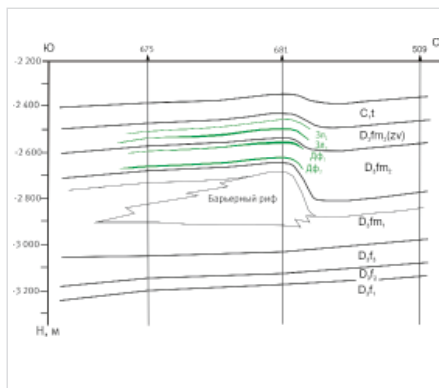


Рис. 4. Схематический геологический разрез Богोलубовского месторождения [2] (рис. 3)
Fig. 4. Schematic geological cross-section through Bogolyubov field [2] (fig. 3)

Долгое время в зоне прибортовых поднятий Бобровско-Покровского вала, за исключением Воробьевского месторождения, бурение проводилось, главным образом, до турнейских отложений включительно. Единичные скважины, пробуренные на нефтяных месторождениях со вскрытием терригенного девона и кристаллического фундамента, не выявили продуктивности верхнедевонского карбонатного комплекса. В 2007–2009 гг. западная часть вала на Бузулукской площади (1790 км^2) была изучена 3D сейсморазведкой. На основе её результатов со вскрытием девонских отложений и кристаллического фундамента были пробурены 12 поисковых скважин. В отложениях карбона было открыто среднее по запасам прибортовое Новобузулукское нефтяное месторождение, девонские пласты во всех скважинах оказались непродуктивными. Всего было проведено 14 испытаний среднефаменских и 8 заволжских пластов: только в двух случаях были отмечены нефтепроявления, в остальных интервалах были получены пластовая вода или отсутствие притока. На таких крупных месторождениях, как Бобровское, Герасимовское, Покровское, отсутствуют залежи и в нижней части турнейского яруса (пласт T2), или открыты залежи незначительных размеров. Это может быть косвенным доказательством того, что покрышки над заволжскими пластами в этой зоне развиты только локально [7].

Южнее прибортовых тектоно-седиментационных структур протягивается вторая линия меньших по размеру локальных поднятий, большинство из которых расположено вдоль бассейнового склона, инверсионно наклоненного нижефаменского барьерного рифа (рис. 3). С надрифовыми поднятиями в отложениях нижнего карбона связаны значительные запасы нефти. Исключением являются тектонические поднятия Ольховского инверсионного вала над большим протерозойским грабеном, где мелкие залежи распределены в широком стратиграфическом диапазоне от среднего девона до нижнего карбона. Все открытия в фаменских пластах на Бобровско-Покровском вале связаны со второй линией локальных поднятий.

Успешные результаты на Речном, Тананыкском, Долговском месторождениях явились доказательством промышленной нефтеносности отложений верхнего девона в пределах западной части вала. На его востоке значительные запасы нефти разведаны в фаменских пластах на Кодяковском, Восточно-Малаховском, Богोलубовском, Сорочинско-Никольском месторождениях, где они контролируются бескорневыми поднятиями над нижефаменским барьерным рифом (рис. 4). В пределах этой зоны риф имеет субширотное простирание, поперек регионального наклона территории на юг, в сторону Прикаспийской впадины (рис. 3). В этих условиях в надрифовых отложениях сформировались тектоно-седиментационные (комбинированные) локальные поднятия: их северные крылья совпадают с флексурой дифференциального уплотнения над крутым бассейновым склоном барьерного рифа, южные крылья образованы региональным наклоном. По длинной оси ловушки контролируются ундуляциями гребня рифа [3].

Залежи пластовые, массивные, иногда тектонически или литологически экранированные. Основные продуктивные пласты $Z_{1,1}$, $Z_{1,2}$, $D_{ф1}$, $D_{ф2}$ сложены известняками, доломитами, их переходными разностями с различным количеством глинистой составляющей.

Тип коллектора порово-каверновый, порово-каверново-трещинный [6].

В пределах Богोलубовского месторождения (рис. 4) коллекторы барьерного рифа обводнены — непосредственно на нем залегают мелководно-шельфовые отложения с высокими ФЕС. Эти отложения объединены в самый нижний продуктивный пласт месторождения — $D_{ф2}$. В надрифовом интервале разреза разведаны и разрабатываются 4 нефтяные залежи, связанные с карбонатными пластами $Z_{1,1}$, $Z_{1,2}$ заволжского надгоризонта и $D_{ф1}$, $D_{ф2}$ среднефаменского подъяруса. Продуктивные пласты сложены органогенно-обломочными, органогенными, кристаллическими известняками с пористостью 6,5–18,2 %, проницаемостью 6–105,8 мД. Залежи пластовые сводовые, покрышкой являются плотные, глинистые известняки мощностью 5–25 метров.

В пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) и Восточно-Оренбургского сводового поднятия (ВОСП) главным объектом разведки долгое время оставался терригенный комплекс девона. На моноклиналном склоне ЮТС из-за отсутствия локальных структур промышленных скоплений нефти и газа в терригенном девоне обнаружить не удалось. При этом были открыты несколько месторождений с залежами нефти в фаменских, турнейских и бобриковских отложениях (Новофедоровское, Спасское, Школьное, Яковлевское, Часовское, Клеёновское). Был сделан вывод о принадлежности залежей к структурам облекания биогермных тел, и поисковое бурение было переориентировано с терригенного девона на верхнедевонско-турнейский комплекс [1].

В 2011–2012 гг. в пределах ЮТС, на принадлежащих АО «Оренбургнефть» Новофедоровском и Красноническом лицензионных участках, на площади 250 км^2 была проведена 3D сейсморазведка. В результате была закартирована большая группа верхнедевонских одиночных рифов и надрифовых поднятий. Из 10 поисковых скважин, пробуренных на новых объектах, 9 оказались успешными: была установлена промышленная нефтеносность фаменских, турнейских и бобриковских отложений. В фаменских пластах $Z_{1,1}$, $D_{ф1}$, $D_{ф2,1}$, $D_{ф2,2}$ на Красноническом месторождении открыто 6 залежей, на Новофедоровском — 10.

В пределах ВОСП в результате бурения большого количества поисковых скважин удалось обнаружить несколько литологически ограниченных залежей нефти в песчаниках пашийского, ардатовского и воробьевского горизонтов девона без наличия локальных тектонических структур [2]. На Родниковском и Романовском месторождениях эти залежи внесли заметный вклад в развитие нефтедобычи, остальные оказались незначительными. Попутно были обнаружены залежи в фаменско-нижекаменноугольном интервале разреза на Врезовском и Богдановском месторождениях, предположительно контролируемых одиночными верхнедевонскими рифами. Половина запасов нефти наиболее крупного Врезовского месторождения оказалась в фаменских пластах $Z_{1,1}$, $Z_{1,2}$, $D_{ф2,1}$. Дальнейшее развитие поискового бурения на данном направлении из-за низкой достоверности сейсмических данных не привело к положительному результату, и ГРП на терригенный девон были прекращены.

В позднефранское время территория ЮТС и ВОСП была охвачена относительно глубоководным бассейном доманикового

типа, в котором существовали условия благоприятные для развития высокоамплитудных одиночных рифов. В раннем фамене глубоководные условия осадконакопления сменились мелководно-шельфовыми и часть бассейновых верхнефранских рифов оказались надстроены одиночными шельфовыми постройками. Рифы хорошо отображаются в сейсмическом волновом поле, все фаменские и нижнекаменноугольные залежи нефти контролируются надрифовыми структурами дифференциального уплотнения [4]. Сами микробинальные постройки непродуктивны из-за низких ФЕС и отсутствия над ними покровов.

В ранне-среднефаменское время карбонатное осадконакопление на палеошельфе ЮТС и ВОСП протекало под влиянием поступающего с востока и юго-востока глинистого материала. Это способствовало формированию в карбонатном разрезе глинисто-карбонатных покровов и, как следствие, промышленной нефтеносности надрифовых фаменских пластов. Степень глинистости разреза уменьшается с востока на запад, соответственно в этом направлении уменьшается количество покровов и продуктивных пластов. Вблизи восточной границы Оренбургской области, на Школьном, Новодобровском, Краснонизовском и др. месторождениях наряду с нижнекаменноугольными продуктивными пластами заволжского надгоризонта (Зл₁) и среднего фамена (Дф₁, Дф₂₋₁, Дф₂₋₂). Вблизи западной границы области, на Саврушинском, Западно-Степановском месторождениях промышленно нефтеносны только турнейские и бобриковские пласты.

Ограничивающий ЮТС с юга Большекинский вал контролирует крупную зону нефтегазоаккумуляции, в пределах которой

пластовые сводовые ловушки УВ контролируются приразломными тектоническими поднятиями. Основной объем запасов нефти был сосредоточен в пашийских, фаменских и нижнекаменноугольных терригенных и карбонатных резервуарах. В настоящее время запасы истощены, основные залежи вала находятся на заключительных этапах последней стадии разработки.

Структурные планы фаменских и каменноугольных горизонтов осложнены влиянием верхнефранских одиночных рифов, которые влияют на строение нефтяных залежей, особенно на Северо-Красноярском, Ефремово-Зыковском и Измайловском месторождениях. Основными объектами доразведки разрабатываемых месторождений Большекинского вала являются фаменские пласты, промышленная нефтеносность которых установлена на Пономаревском (пласт Дф₂), Ефремово-Зыковском (Зл₁, Зл₂, Дф₂), Тарханском (Зл₁), Султангулово-Заглядинском (Дф₁) месторождениях.

Анализ причин неуспешности поискового бурения на карбонатный комплекс девона

Реализация специальной Программы ГРП на доизучение верхнедевонского карбонатного комплекса способствовала повышению эффективности геологоразведочных работ АО «Оренбургнефть». Вместе с тем, в ряде скважин, пробуренных в сводах доказанных надрифовых структур, фаменские пласты оказались непродуктивными. Важным аспектом является анализ причин неуспешности, который должен послужить основой для определения критических факторов прогноза нефтегазонаосности.

В 2016 г. на куполе У Бобровско-Покровского вала при испытании в открытом стволе

разведочной скважины заволжских пластов была получена нефть. В дальнейшем, на этом же куполе при бурении боковых стволов продуктивность была подтверждена, и залежь введена в разработку (рис. 5).

В эксплуатационной скважине, расположенной в центре соседнего купола Х, практически на тех же абсолютных отметках, что и в разведочной скважине, по данным интерпретации ГИС пласт Зл₂ был оценен как водонасыщенный. Эксплуатационная скважина была пробурена в купол доказанной структуры: в вышележащих пластах Б2 и Т1 по результатам испытаний были открыты залежи УВ.

Наличие углеводородов определяется благоприятным сочетанием следующих факторов [5]:

1. Существование резервуара (фактор Р1) (вероятность наличия фаций, обладающих благоприятными коллекторскими свойствами, а также сохранности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате постседиментационных преобразований).
2. Существование ловушки углеводородов (Р2):
 - существование замкнутого контура или структуры (Р2а);
 - существование флюидоупора (Р2б).
3. Заполнение ловушки углеводородами (Р3):
 - наличие и зрелость нефтематеринской толщи (Р3а);
 - наличие благоприятных условий для миграции УВ в ловушки (Р3б).
4. Сохранность залежи (Р4) (наличие постаккумуляционных процессов).
Рассмотрим с этих позиций результаты бурения неуспешной скважины. Как видно

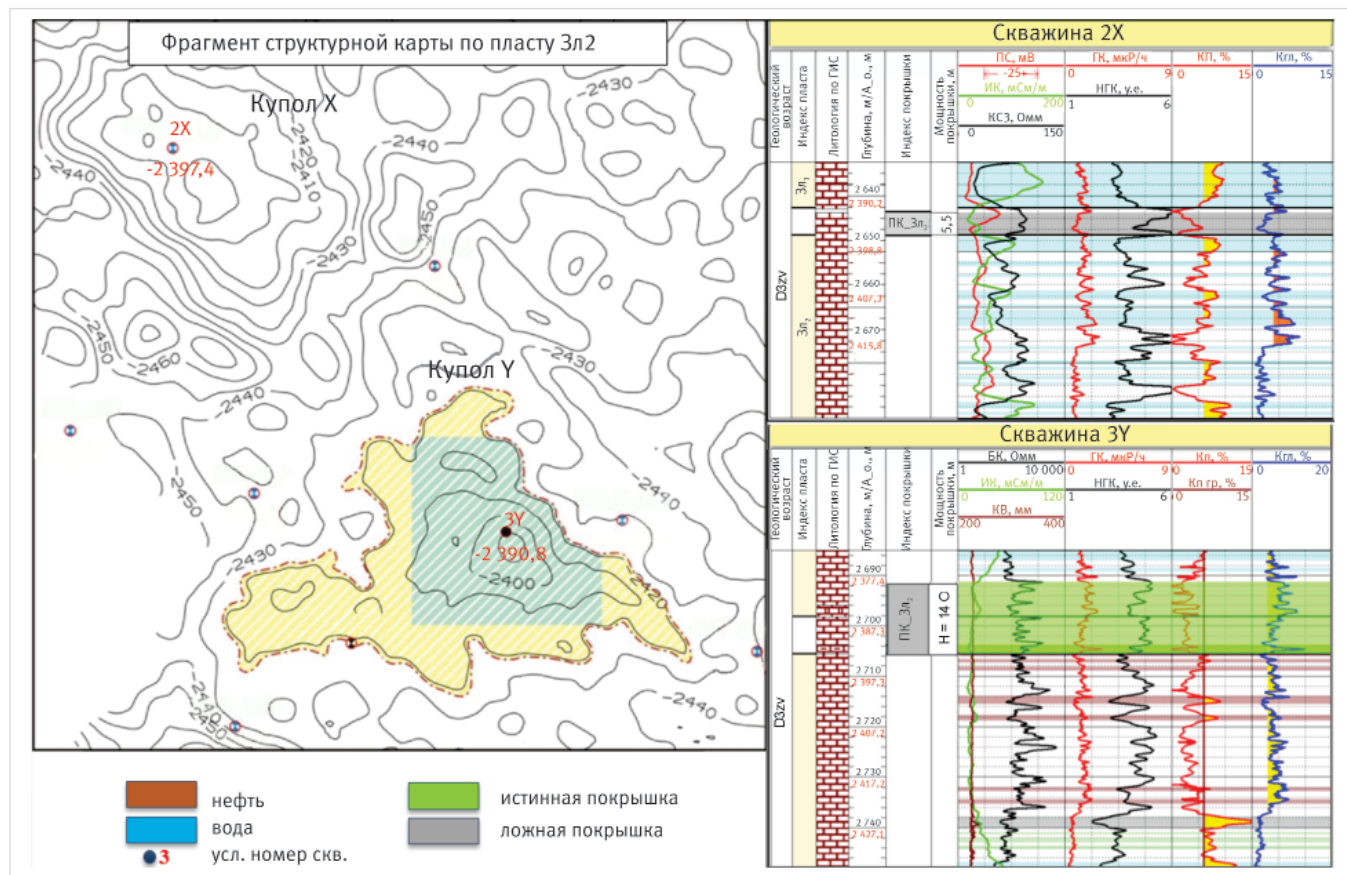


Рис. 5. Пример невыдержанности покровности пласта Зл₂ на месторождении Бобровско-Покровского вала
Fig. 5. The example of seal un-persistence above the Зл₂ formation around fields of the Bobrov-Pokrov Swell

на рисунке 5, водонасыщенные коллекторы в пласте Зл₂ присутствуют, значит фактор Р1 не является критическим.

Существование замкнутого контура для купола Х доказано по вышележащим отложениям, в которых содержатся залежи нефти антиклинального типа. Поскольку ловушка является надрифтовой структурой, то вниз по разрезу она должна быть более контрастной. Следовательно, фактор Р2а не является критическим.

Рассматриваемые успешная и неуспешная скважины существенно отличаются по характеристикам флюидоупора над пластом Зл₂. В успешной скважине покрывка представлена примерно 14-метровым пластом глинистых карбонатов, что отражено в характерных пиках на кривых ГК и Кгл. В неуспешной скважине на месте покрывки залегают низкорadioактивный пласт карбонатов с минимальными

значениями глинистости. Следовательно, фактор Р2б является критическим.

Поскольку соседний с куполом Х купол У является продуктивным, то наличие для рассматриваемых отложений зрелой нефтематеринской толщи можно считать доказанным — фактор Р3а не является критическим. То же самое с высокой долей вероятности можно утверждать и по поводу возможности миграции углеводородов — фактор Р3б также не является критическим.

Проведение сейсморазведки 3D не выявило заметных разрывных нарушений в пределах купола Х — выше пласта Зл₂ имеются залежи УВ. Следовательно, фактор сохранности залежи Р4 в данном случае также не является критическим.

В целом, выполненный анализ показывает, что неуспех бурения эксплуатационной

скважины в пределах купола Х на пласт Зл₂ скорее всего связан с отсутствием над ним флюидоупора.

На рисунке 6 приведены данные по успешности бурения скважин в рамках Программы ГРП на отложения карбонатного комплекса девона, начиная с 2010 г. Всего было пробурено 90 скважин и вскрыты 101 продуктивный объект. Количество успешных скважин от общего их количества составило 61,1 %. Успешность по объектам составила 49,3 %. Наибольшее количество открытий приходится на пласты Зл₂, Зл₁ (рис. 7). Результаты анализа причин неуспешности приведены на рисунке 8.

Из приведенной выше гистограммы (рис. 8) следует, что наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области. Дополнительные факторы риска — это отсутствие резервуара и отсутствие структуры. Полученные выводы привели к разработке в Тюменском нефтяном научном центре методики оценки качества флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще [6]. Результатом применения методики на практике явилось значительное повышение в 2017–2022 гг. эффективности поискового бурения на фаменские отложения (рис. 1).

Итоги

Принятие в 2010 г. АО «Оренбургнефть» специальной Программы ГРП, ориентированной на изучение верхнедевонского карбонатного комплекса, способствовало повышению эффективности геологоразведочных работ, обнаружению в старых нефтедобывающих районах новых значительных скоплений нефти. Всего в пределах Оренбургской области в фаменских отложениях открыто 147 залежей нефти на 46 месторождениях, из них 101 залежь открыта в рамках реализации специальной Программы ГРП.

На территории Оренбургской области в позднефранское, и раннефаменское время существовали палеогеографические условия, благоприятные для развития рифовых построек, которые играли структуроформирующую роль при образовании ловушек УВ. В пределах Южно-Татарского свода, Восточно-Оренбургского сводового поднятия, Бобровско-Покровского вала большинство выявленных в фаменских пластах залежей нефти контролируются надрифовыми структурами дифференциального уплотнения. Важной предпосылкой для этого является существование покрывки в верхнедевонском карбонатном разрезе.

Анализ причин неуспешности поискового бурения на продуктивные отложения карбонатного комплекса девона показал, что в Оренбургской области наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов в резервуарах фаменского возраста. С целью учёта этого фактора в Тюменском нефтяном научном центре разработана методика оценки качества покрывки в карбонатном разрезе, применение которой на практике привело к заметному повышению эффективности ГРП: в 2017–2022 гг. количество открытий в фамене (70 залежей нефти) более, чем в два раза превысило количество открытий в 2010–2016 гг. (31 залежь).



Рис. 6. Количество успешных и неуспешных: а — скважин, б — объектов в интервале фаменских пластов Зл₁, Зл₂, Дф₁, Дф₂ в период с 2010 по 2022 г.г.
Fig. 6. Number of successful and non-successful: a — wells; b — objectives in the interval of the Famennian Zl₁, Zl₂, Df₁, Df₂ layers in 2010–2022

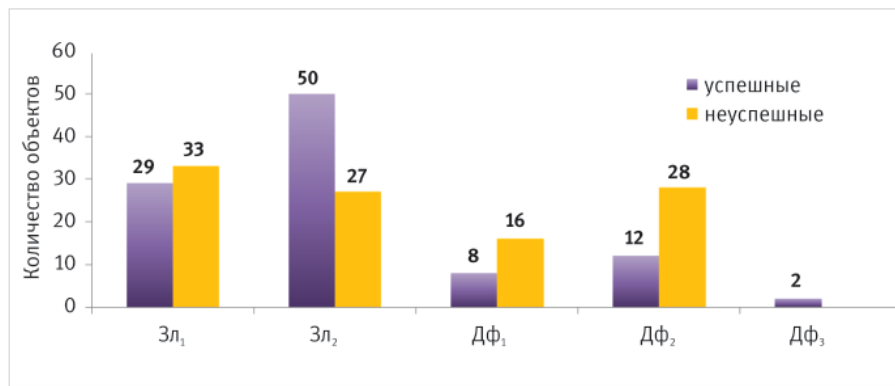


Рис. 7. Гистограмма количества успешных и неуспешных объектов (пластов)
Fig. 7. Number diagram of successful and non-successful objectives (layers)

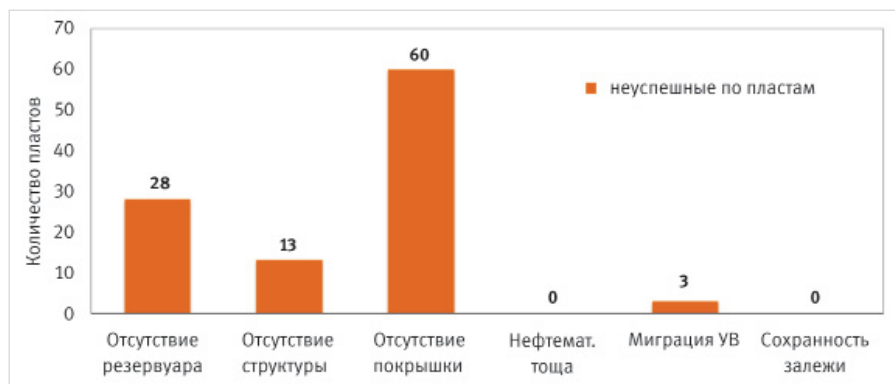


Рис. 8. Гистограмма распределения причин неуспешности по фаменским пластам
Fig. 8. Number diagram of non-successful reasons on the Famennian layers

Выводы

Основным фактором риска в процессе поисков залежей нефти в карбонатных отложениях верхнего девона являются наличие и качество флюидоупоров над фаменскими продуктивными пластами. Дополнительные факторы риска — это отсутствие пластов-коллекторов и структуры. Учет основного фактора риска наряду со структурным картированием и прогнозом коллекторов является необходимым условием достижения высокой эффективности поискового бурения на верхнедевонский карбонатный комплекс. В Оренбургской области это условие успешно реализовано в процессе применения разработанной в ООО «ТННЦ» методики оценки качества покрышек в верхнедевонском карбонатном разрезе. Методика применима в пределах всей Волго-Уральской НГП.

Литература

1. Денцкевич И.А., Казыгашев А.П., Бедин А.Г., Яхимович Г.Д. Перспективы

- поисковых работ в старых нефтедобывающих районах севера Оренбургской области // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области. Вып. 1. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. С. 28–30.
2. Леонов Г.В. Стратиграфическая ловушка пласта ДIII Родниковского месторождения – типичная для моноклинали Восточно-Оренбургского выступа // Геология нефти и газа. 1989. № 9. С. 21–25.
3. Никитин Ю.И., Астафьев Е.В., Ахтямова И.Р. и др. Поиск и изучение зон нефтенакпления, контролируемых рифами, на основе применения комплекса региональных критериев // Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 64–69.
4. Никитин Ю.И., Ткачев В.А., Нафиков Р.Р. и др. К вопросу оценки неразведанного углеводородного потенциала старых нефтедобывающих районов

Оренбургской области // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8. С. 51–55.

5. Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7 № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (дата обращения: 25.08.2024)
6. Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Астафьев Е.В. Анализ развития флюидоупоров при поисках залежей углеводородов в структурах облекания рифовых карбонатных построек Оренбургской области // Геология рифов. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2020. С. 131–134.
7. Шакиров В.А., Никитин Ю.И., Вилесов А.П. и др. Новое направление поисков залежей нефти на Бобровско-Покровском валу // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 90–94.

ENGLISH

Results

The adoption in 2010 by “Orenburneft” JSC of a special exploration program focused on study of the Upper Devonian carbonate complex has contributed to the increasing of the geological exploration efficiency, to discoveries of new significant accumulations of oil in old oil-producing areas. In total, 147 oil deposits have been discovered in the Famennian layers at 46 fields in the Orenburg Region, including 101 deposits were discovered as a part of the special exploration program implementation. During the Upper Frasnian and the Lower Famennian paleogeographic conditions were favourable for reefs formation around the Orenburg Oblast. Reefs were forming closures for oil traps. The majority of discovered oil pools in the Famennian were controlled by above-reef compaction closures around the South-Tatar Arch, the East-Orenburg High and the Bobrov-Pokrov Swell. The important precondition for this is seals existing in the Upper Devonian carbonate sequences. Analysis of reasons for failure of an exploration drilling to productive deposits of the Devonian carbonate complex have showed that the presence and quality of seals are the main risk factor of search for hydrocarbon pools in the Famennian around the Orenburg region. To

take into account for this risk factor the methods for estimation of seal quality in a carbonate sequences has been worked out in the “Tyumen Research Petroleum Center”. An application of this methods has resulted in increasing of exploration efficiency: the Famennian discoveries in 2011–2022 (70 oil pools) have exceeded discoveries in 2010–2016 (31 oil pools) more than 2 times.

Conclusions

The main risk factor of exploration for the Famennian oil deposits are a presence and quality of trap seals. Additional risk factors are a lack of reservoir and closure. Taking into account for seals risk together with structure mapping and reservoir forecasting are a necessary condition to provide high efficiency of exploration drilling to the Upper Devonian carbonate complex. In the Orenburg region this condition has been successfully realized by application of the methods for estimation of seal quality in a carbonate sequences when preparing new targets for exploration drilling and probabilistic assessment of their oil resources. The methods has been worked out in the Tyumen Petroleum Research Center and is applicable around total Volga-Ural Province.

References

1. Dentskevich I.A., Kazygashiev A.P., Bedin A.G., Yakhimovich G.A. Prospects for search work in the old oil-producing areas of the north of the Orenburg region // Geology and development of oil and gas fields of the Orenburg region. Vol. 1. Orenburg: Orenburg Book Publishing House, 1998, P. 28–30. (In Russ).
2. Leonov G.V. Stratigraphic trap of DIII Stratum of Rodnikovskoye field – typical of eastern Orenburg arch monocline. Oil and gas geology, 1989, issue 9, P. 21–25. (In Russ).
3. Nikitin Yu.I., Astafyev E.V., Astafyev I.R. et al. Exploration and research of oil and gas bearing zones controlled by reef using the regional criteria. Oil industry, 2017, issue 9, P. 64–69. (In Russ).
4. Nikitin Yu.I., Tkachev V.A., Nafikov R.R. et al. To the question of unexplored hydrocarbons potential estimation in old oil producing areas of the Orenburg region. Oil industry, 2022, issue 8, P. 51–55. (In Russ).
5. Polyakov A.A., Murzin Sh.M. International experience of geological risk analysis. Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2012, Vol. 7, issue 4, URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (accessed: 25.08.2024). (In Russ).
6. Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Astafyev E.V. Analysis of the development of the tire in the search for hydrocarbon deposits in the structures of the coating reef carbonate buildings of the Orenburg region. Reef Geology. Syktvykar: IG Komi NTs Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2020, P.131–134. (In Russ).
7. Shakirov V.A., Nikitin Yu.I., Vilesov A.P. et al. A new direction of exploration of oil deposits on the Bobrovsko-Pokrovsky aech. Oil industry, 2016, issue 12, P. 90–94. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чикина Наталья Николаевна, старший менеджер по петрофизике, ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия;
Для контактов: n.chikina@rnbnvk.ru

Никитин Юрий Иванович, к.г.-м.н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия;

Лебедев Михаил Валентинович, д.г.-м.н., эксперт по геологии, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Chikina Natalia Nikolaevna, senior manager of petrophysics, “RN-Middle East company” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: n.chikina@rnbnvk.ru

Nikitin Yuriy Ivanovich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Lebedev Mikhail Valentinovich, doctor of geologo-mineralogical sciences, geology expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia