

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ
С ЦЕЛЬЮ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ
СЕВЕРО-КОЖВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION
FOR THE PURPOSE OF DESIGNING THE DEVELOPMENT
OF THE SEVERO-KOZHVINSKOE OIL FIELD**

Вахитов Виктор Олегович

студент,
направления подготовки нефтегазовое дело,
Ухтинский государственный технический университет
vahitov.v.o@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Северо-Кожвинское нефтяное месторождение находится в Печорском районе Республики Коми. Месторождение открыто в 1977 году в результате геолого-поисковых работ. Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина № 44, в которой при опробовании трёх интервалов в эксплуатационной колонне был получен фонтанный приток нефти. Промышленная нефтеносность месторождения связана с верхнедевонскими карбонатными отложениями пашийского, афонинского, старооскольского горизонтов. Пробная эксплуатация месторождения проводилась с 1980 года. С 1983 года начато его промышленное освоение. В статье рассмотрена литолого-стратиграфическая и тектоническая характеристика месторождения, его нефтегазоносность, а также проведено описание условий осадконакопления и свойств коллекторов.

Ключевые слова: геолого-геофизическая изученность; литолого-стратиграфическая характеристика; тектоническое строение месторождения; нефтегазоносность месторождения; условия осадконакопления; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов; свойства и состав нефти и попутного газа.

Vakhitov Viktor Olegovich

Student Training Direction,
Oil and Gas Engineering»,
Ukhta State Technical University
vahitov.v.o@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The Severo-Kozhvincskoye oil field is located in the Pechora region of the Komi Republic. The field was discovered in 1977 as a result of geological prospecting works. The exploration well № 44 was the first discoverer of the field, in which a gushing oil flow was obtained during testing of three intervals in the production string. The commercial oil-bearing capacity of the field is associated with the Upper Devonian carbonate deposits of the Pashi, Afoninsky and Stary Oskol horizons. Trial operation of the field has been carried out since 1980. Its industrial development began in 1983. The article discusses the lithological, stratigraphic and tectonic characteristics of the field, its oil and gas potential, and also describes the conditions of sedimentation and the properties of reservoirs.

Keywords: geological and geophysical knowledge; lithological and stratigraphic characteristics; tectonic structure of the field; oil and gas content of the field; sedimentation conditions; physical and hydrodynamic characteristics of productive reservoirs; properties and composition of oil and associated gas.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Кожвинское месторождение расположено в Печорском районе Республики Коми. Ближайшими населёнными пунктами являются посёлки Каменка, Кожва и районный центр г. Печора, находящийся в 32 км от Северо-Кожвинского месторождения. Вблизи от Северной железной дороги проходит трасса магистрального нефтепровода «Усинск – Ухта – Ярославль – Москва». В непосредственной близости от Северо-Кожвинского нефтяного месторождения находятся Лузское, Южно-Тереховейское, Южно-Лыжское нефтяные месторождения, приуроченные к Печорской группе поднятий (рис. 1).

Северо-Кожвинское месторождение приурочено к Лыжско-Кыртаельскому валу, осложняющему юго-западный блок структуры более высокого порядка – Печоро-Кожвинского мегавала. В составе Лыжско-Кыртаельского вала выделяется цепочка приразломных структур, одной из которых является Северо-Кожвинская.

История открытия и разведки месторождения

Северо-Кожвинская структура выявлена сейсморазведочными работами в 1952 году. По результатам последующих работ МОВ в 1970–1972 гг. месторождение было подготовлено к бурению по отложениям верхнего девона.

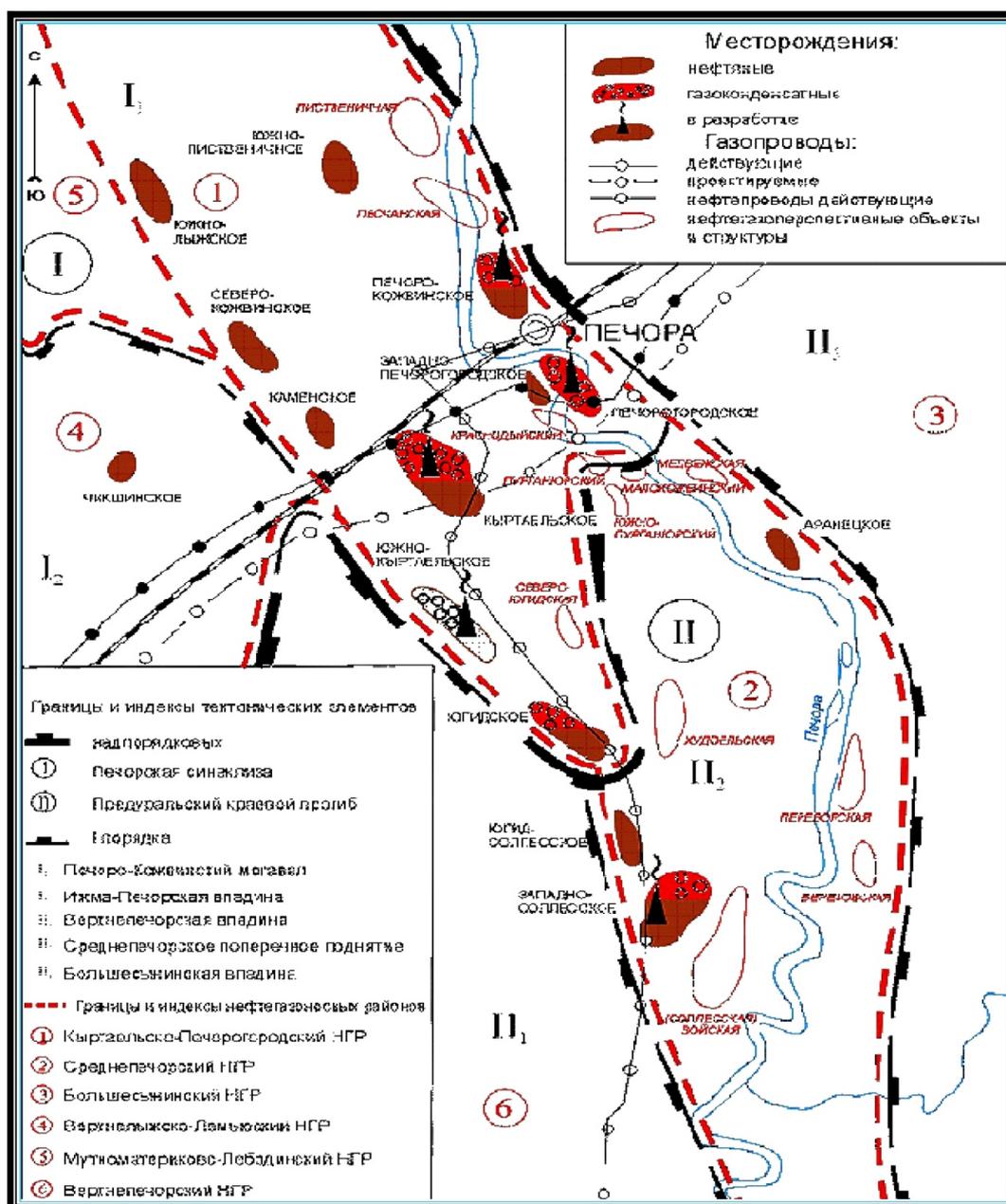


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

В 1977 году Северо-Кожвинская структура введена в глубокое бурение. За период с 1977 по 1982 гг. пробурены скважины №№ 41–47 (поисковые) и скважины 48–49 (разведочные) и открыто месторождение нефти (1977 г.) в терригенных отложениях дзьерского (пашийского) горизонта верхнего девона и дзельской свиты (староскольского горизонта) среднего девона.

В связи со сложным геологическим строением на месторождении были продолжены сейсморазведочные работы МОГТ в 1982 году, установившие сложное блоковое строение Северо-Кожвинской структуры. Работами МОГТ в 1992 году были подтверждены структурные построения предыдущих работ. В 1992–1993 гг. было проведено бурение разведочных скважин №№ Р-1, Р-1А, 150/1, 150/2 и по ним было установлено тектоническое строение площади, отличающее от полученных по данным сейсморазведки.

В 1996 году по заказу СП «Парманефть» с целью уточнения строения Северо-Кожвинского месторождения проводились сейсморазведочные работы МОГТ.

Добыча нефти на месторождении осуществляется с апреля 1998 года вводом в эксплуатацию двух разведочных скважин №№ 46 и Р-1А.

В течение 2000 года пробурены и введены в эксплуатацию две проектные добывающие скважины №№ 2 и 4, которые внесли существенные коррективы в геологическую модель залежи.

В 2001 году была пробурена скважина № 6, которая так и не введена в эксплуатацию, поскольку находится на КРС для восстановления цементного моста. В 2005 году эта скважина была переведена в нагнетательную. В 2002 году были пробурены скважины №№ 7 и 8.

Геолого-геофизическая изученность

Северо-Кожвинская структура была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОГТ в 1976 году по ОГ перми-силура.

По материалам по отражающему горизонту III Ф0 (подошва D3fm1Ф0) Северо-Кожвинская структура приурочена к зоне облекания барьерного рифа печорского возраста и представлена в виде брахиантиклинали северо-восточного простирания и локального купола в районе скважины № 44. Брахиантиклинальное поднятие по замкнутой изогипсе минус 1700 м имеет размеры 2,1×6,9 км и амплитуду до 50 м, а северный купол – 1,1×1,1 км и амплитуду около 15 м.

Структурные построения по кровле пласта Ф0 D3zd и кровле пласта Ф2 D3el, выполненные ОАО «Татнефтегеофизика» методом схождения, послужили основой для новой геологической модели. В 2004–2005 гг. в пределах указанной структуры были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ-3D и 2D. По результатам этих работ значительно изменилась геологическая модель месторождения. В связи с отмеченными выше обстоятельствами должна измениться и стратегия дальнейшего освоения и разработки рассматриваемых залежей.

Стратиграфия месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Северо-Кожвинского месторождения приводится в соответствии с унифицированной схемой стратиграфии.

Образования байкальского фундамента в пределах месторождения не вскрыты, но изучены бурением на близлежащих площадях, где слагают терригенную (№№ 13–Сотчемью, 21–Лемью-Ираель) и терригенно-карбонатную (№№ 11, 13–Седьвож) формации позднерифейско-вендского возраста, перекрытые в ряде скважин венд-кембрийской молассой и прорванные интрузиями гранитов (№ 11–Малая Пера).

Осадочный чехол на месторождении изучен в объеме палеозойских, мезозойских и четвертичных отложений. Вскрытая мощность осадочного чехла составляет 2401 м (скважина № 11 Северо-Аресская). Наиболее древними из вскрытых являются верхнеордовикские образования.

Палеозойская группа – PZ

Ордовикская система (O)

Ордовикская система (O) представлена отложениями верхнего отдела (O₃), в разрезе которого, вскрытого скважиной № 11, выделяются малотавротинский и салюкинский горизонты. Осадки малотавротинского горизонта (O₃mt), вскрытого мощностью 16 м, представлены переслаиванием доломитов, домеритов и аргиллитов с преобладанием первых. Разрез салюкинского горизонта (O₃sl) мощностью 17 м в скважине № 11 сложен глинисто-сульфатно-карбонатной ассоциацией пород в виде тонкого переслаивания пестроцветных доломитов, домеритов, аргиллитов.

Силурийская система (S)

Силурийская система (S) представлена только нижним отделом (S1) мощностью 72 м. Седиментационные и вторичные зеленовато-серые доломиты, неравномерно обогащённые глинисто-алевритовым материалом.

Девонская система (D)

Девонская система (D) в районе месторождения присутствует в объёме верхнего отдела мощностью до 700 м. Нижний и средний отделы размыты. Верхний отдел (D3) сложен породами франского и фаменского ярусов.

Франский ярус (D3f) представлен в объёме нижнего, среднего и верхнего подъярусов и характеризуется различными по литологии породами общей мощностью 443 м.

На Северо-Аресском месторождении нижнефранский подъярус присутствует только в объёме джьерского и тиманского горизонтов.

Джьерский горизонт (D₃dзr) мощностью 43 м представлен частым ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов при преобладании глинистых разностей. Породы содержат примесь туфогенного материала.

Тиманский горизонт (D₃tm) является региональным флюидоупором для среднедевонско-франского нефтегазоносного комплекса. Горизонт представлен преимущественно глинистыми осадками. В нижней части аргиллитами с прослоями алевролитов, туфоалевролитов, туфопелитов и туфов. В верхней части горизонта разрез сложен ритмичным переслаиванием аргиллитов и алевролитов. Мощность горизонта составляет 30 м.

Отложения среднефранского подъяруса слагают осадки саргаевского и доманиковского горизонта.

Саргаевский горизонт (D₃sr). Разрез горизонта мощностью 20–25 м представлен тонким переслаиванием разнообразных пород – тёмно-серых, чёрно-коричневых аргиллитов, мергелей, глинистых тонкокристаллических известняков. В верхней части саргаевского горизонта (5–10 м) обычно появляются прослои битуминозных известняков и глинисто-битуминозных сланцев. Для этой части разреза характерны многочисленные и довольно разнообразные остатки ископаемых организмов.

Доманиковый горизонт (D₃dm). Отложения доманикового горизонта мощностью 8 м представлены тонкослоистыми известняками тёмно-серыми до чёрных, глинистыми и битуминозными, с прослоями мергелей и глинистых сланцев. Горизонт уверенно выделяется по керну и на диаграммах каротажа (высокие значения КС) и является региональным репером.

Отложения верхнефранского подъяруса в объёме ветласянского, сирачойского и нерасчленённых евлановского и ливенского горизонтов представлены образованиями трёх литолого-фациальных зон – «зарифовой» мелководно-шельфовой, рифогенной и депрессионной (компенсирующие толщи заполнения предрифовой впадины и доманикоидные отложения).

Ветласянский горизонт (D₃vt) мощностью 20 м представлен тёмно-серыми и чёрными битуминозными аргиллитами и глинистыми тонкослоистыми сланцами, неравномерно алевритистыми, с прослоями алевролитов. В верхней части толщи появляются прослои известняков.

Сирачойский горизонт (D₃srč) представлен предрифовыми и депрессионными образованиями в доманикоидных фациях. Мощность отложений составляет 57 м. Состав осадков аналогичен доманиковому горизонту.

Евлановский + ливенский горизонты (D₃ev+lv). Нерасчленённые евлановско-ливенские отложения мощностью 261 м представлены в объёме ухтинской и усть-ухтинской свит.

Нижняя, преимущественно глинистая по ГИС толща, отвечает усть-ухтинской свите (D₃u). Она сложена тёмно-серыми аргиллитами с прослоями алевролитов общей мощностью до 20 м.

Вышележащие отложения ухтинской свиты (D₃uh) на Северо-Аресской площади представлены отложениями «рифовой» зоны: переслаивание известняков, доломитов и реже доломитовых мергелей.

Фаменский ярус (D₃fm) присутствует в объёме нижнефаменского подъяруса (D₃fm₁).

Задонский горизонт (D_3zd). Отложения формировались либо над сводами верхнефранских рифов, образуя намывные острова и карбонатные отмели, характеризующиеся развитием зернистых осадков, либо на склонах рифовых тел, которые характеризуются широким развитием пелитоморфных (иловых), детритово-иловых, тонко-микрозернистых, часто глинистых, известняков.

В основании горизонта залегает глинисто-карбонатный пласт мощностью до 7 м. Выше залегает известняковый пласт (по местной нефтепромысловой номенклатуре пласт F_0zd) мощностью 26–42 м, к которому приурочены коллектора. Известняки от светло-серого до тёмно-серого цвета, с массивной или линзовидно-волнисто-слоистой текстурой, подчёркнутой распределением глинистого материала и горизонтальными стилолитами, заполненными чёрным глинисто-битуминозным и голубовато-зелёным глинистым материалом. Породы плотные, прослоями пористые, с многочисленными тонкими вертикальными трещинами, зияющими и заполненными кальцитом. По структурно-текстурным характеристикам, составу и содержанию форменных образований известняки подразделяются на 3 типа: водорослевые сгустково-комковатые, литокластические и тонко-мелкозернистые, среди которых в разрезе пласта F_0zd преобладающее значение имеют первые.

На Северо-Аресском месторождении к отложениям задонского горизонта приурочена промышленная залежь нефти.

В целом в разрезе пласта F_0zd можно проследить четыре пачки (снизу вверх): F_0-0 , F_0-1 , F_0-2 и F_0-3 . Коллектора приурочены к пачкам F_0-1 , F_0-2 и F_0-3 . Мощность пачки F_0-0 составляет 6–14 м (в среднем 9 м), F_0-1 – 5–12 м (в среднем 8 м), F_0-2 – 6–14 м (в среднем 9 м), F_0-3 – 3–8 м (в среднем 5 м).

Елецкий горизонт (D_3el). Отложения елецкого горизонта мощностью 202–236 м относятся на рассматриваемой территории к образованиям «зарифовой» зоны мелководного шельфа. В елецкое время на шельфе формировалась мощная глинисто-карбонатная толща. В регрессивные периоды откладывались пачки глинистых известняков, мергелей и известковистых глин. В трансгрессивные периоды формировались карбонатные пласты, которые согласно местной нефтепромысловой номенклатуре проиндексированы снизу вверх как F_0el , F_1 – F_4 . В целом елецкая толща характеризуется ритмично-слоистым строением разреза.

В основании елецкой толщи залегает известняково-глинистый пласт « G_0 », который перекрыт карбонатным пластом F_0el , над которым следится пачка « G », сложенная глинами, глинистыми известняками, мергелями с преобладанием глин.

Выше наблюдается чередование карбонатных пластов F_1 , F_2 , F_3 и F_4 и межпластовых известняково-глинистых пачек. Коллектора на месторождении приурочены к карбонатным пластам F_2 , F_3 и F_4 . В отличие от более южных районов в пласте F_1 присутствие коллекторов не отмечается.

Пласты F_2 , F_3 и F_4 , как и пласт F_0zd , в основном, формируют известняки водорослевые сгустково-комковатые, литокластические и тонкозернистые.

К пластам F_2 , F_3 и F_4 на месторождении приурочены промышленные залежи нефти.

Каменноугольная системы (С)

Отложения каменноугольной системы (С) в пределах исследуемой территории присутствуют в объёме нижнего, среднего и верхнего отделов.

Нижний отдел (C_1). В разрезах скважин Северо-Аресского месторождения выделены отложения визейского (C_1v) и серпуховского (C_1s) ярусов. Турнейский ярус размыт в результате предвизейской эрозии.

Визейский ярус (C_1v) в объёме верхневизейского подъяруса (C_1v_3) мощностью 58–73 м представлены преимущественно карбонатными породами, в основном, известняками, доломитами.

Отложения серпуховского яруса (C_1s) мощностью 29–39 м представлены карбонатными породами с маломощными прослоями аргиллитов в нижней части верхнесерпуховского подъяруса. Литологически разрез сложен преимущественно известняками серыми, светло-серыми, детритовыми, органогенно-обломочными, прослоями глинистыми, неравномерно доломитизированными, участками переходящими в доломиты, неравномерно зернистые, сульфатизированные.

Отложения среднего карбона (C_2) присутствуют в объёме башкирского (C_{2b}) и московского (C_{2m}) ярусов.

Разрез башкирских отложений C_{2b} мощностью 24–32 м сложен чередованием известняков и доломитов с подчинёнными маломощными прослоями терригенных. Известняки светло-серые с буроватым оттенком, детритовые, преимущественно водорослевые, фораминиферовые, неравномерно перекристаллизованные и доломитизированные, в нижней части часто глинистые с прослоями аргиллита. Доломиты светло-серые с буроватым оттенком, мелко-тонкозернистые, участками с реликтами тонкозернистого известняка, с включениями кремней.

Московский ярус (C_{2m}). Литологически разрез сложен переслаиванием известняков, мергелей и глин. Известняки серые, светло-серые, участками глинистые, органогенно-детритовые, водорослевые, с редкими включениями кремня. Доломиты серые со слабым коричневатым оттенком, неравномернозернистые, прослоями с реликтовой органогенной структурой, неравномерно известковистые, выщелоченные, трещиноватые. Мергели зеленовато- и тёмно-серые. Глины тёмно-серые и реже зеленовато-серые, часто известковистые с прослоями известняка и песчано-алевритовых пород. Мощность яруса составляет 132–139 м.

Разрез верхнего отдела (C_3) мощностью 42–55 м сложен известняками светло-серыми, с буроватым оттенком, желтовато- и коричневатосерыми, биоморфно-детритовыми, преимущественно водорослевыми и фузулинидовыми, неравномерно перекристаллизованными и доломитизированными, прослоями порово-кавернозные, сульфатизированные, с прослоями вторичных доломитов, со стяжениями голубоватосерого кремня и линзовидными прослоями кремнистого известняка.

Пермская система (P)

Пермские образования (P) представлены в объёме нижнего и верхнего отделов общей мощностью 650–699 м.

В разрезе нижнего отдела (P_1) прослеживаются нерасчленённые отложения ассельского + сакмарского (P_{1a+s}) и кунгурского (P_{1k}) ярусов; артинский (P_{1ar}) ярус отсутствует.

Ассельский + сакмарский ярусы (P_{1a+s}). Известняки серые, прослоями с буроватым оттенком, коричневатосерые и светло-серые, органогенно-детритовые, переслаивающиеся с оолитоподобными водорослево-фораминиферовыми и мелко-тонкозернистыми известняками, слабо и неравномерно глинистые и доломитизированные, пятнисто окремнённые, с конкрециями голубого кремня, плотные, крепкие. Прослоями отмечаются светло-серые доломиты и светло-голубоватосерые мелко-среднезернистые ангидриды. Толща выдержана по площади, мощность её составляет 139–164 м.

Отложения кунгурского яруса (P_{1k}) мощностью 71–82 м залегают со стратиграфическим перерывом на сакмарских отложениях. Литологически разрез сложен внизу карбонатно-терригенной пачкой, вверху – карбонатной.

Карбонатно-терригенная пачка представлена частым и тонким чередованием, переходящим в переслаивание, алевритов, глин, мергелей, известняков. Карбонатная пачка представлена преимущественно мелко-, тонко- и скрытокристаллическими известняками и доломитами, переслаивающимися с мелкозернистыми и обломочными разностями.

В составе верхнего отдела (P_2) выделены отложения уфимского и нерасчленённых казанского + татарского ярусов общей мощностью 428–478 м.

Осадки уфимского возраста (P_{2u}) залегают на кунгурских отложениях. Мощность яруса варьирует от 195 м до 228 м.

В основании яруса залегает пачка сероцветных пород мощностью 30–40 м, состоящая из полимиктовых песчаников, алевритов, глин, прослоев известняков. Породы ритмично переслаиваются, мощность прослоев достигает 2–3 м.

Вышезалегающие отложения литологически более однообразны и представлены пачкой переслаивания пестроцветно-красноцветных глин, аргиллитов, полимиктовых песчаников, алевритов, мергелей. Глины в разрезе преобладают. Глины отличаются густой тёмно-коричневой окраской за счёт рассеянного тонкодисперсного гематита. Тёмно-коричневые глины плитчатые, содержат значительную примесь (до 20–25 %) алевритового материала.

Нерасчленённые отложения казанского + татарского ярусов (P_2kz+t) несогласно залегают на уфимских. Разрез сложен терригенными породами различного генезиса, формировавшимися в континентальных условиях озёрно-аллювиальной равнины. Общая мощность отложений изменяется от 207 м до 250 м.

Нижняя часть разреза представлена чередованием песчаных пластов (в основании некоторых из них присутствуют гравелиты и конгломераты), пачек ритмичного переслаивания серых песчаников, пестроцветных и красно-коричневых глин, алевролитов и глинисто-карбонатных пород.

Средняя часть разреза преимущественно глинисто-карбонатная, представленная, в основном, глинами пестроцветными и мергелями с конкрециями и прослоями глинистых и пелитоморфных известняков.

Вышезалегающие отложения представлены песчано-алевролитово-глинистой толщей, в которой ведущую роль играют серые, пестроцветные и коричневые глины, часто алевритистые, комковатые с карбонатными желвачками или тонкоотмученные с горизонтальной слоистостью. Характерно развитие почв, присутствие прослоев углестых глин и растительных остатков хорошей сохранности.

Мезозойская группа – MZ

Триасовая система (T)

Триасовые отложения (T) со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на денудированной поверхности пермских пород. Триасовая система представлена породами нижнего и среднего отделов общей мощностью 368–418 м.

Нижний триас (T_1) сложен песчано-глинистыми породами чаркабожской и харалейской свит.

Чаркабожская свита ($T_1\check{c}b$) мощностью 222–269 м представлена глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины красно-коричневые, часто с зеленовато-серыми пятнами, неравномерно алевритистые, оскольчатые, с поверхностями скольжения, содержат точечные выделения и желваки кальцита. Песчаники полимиктовые, зеленовато-серые, реже красно-коричневые, разнотернистые, глинистые. Алевролиты тонкослоистые, неравномерно известковистые.

Разрез харалейской свиты (T_1hr) мощностью 26–79 м сложен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники полимиктовые, серые с зеленоватым оттенком, средне-мелкозернистые, глинистые, с окатышами глин. Алевролиты тонкослоистые, неравномерно известковистые. Глины красно-коричневые, часто с фиолетовым оттенком, неравномерно алевритистые, с поверхностями скольжения.

Отложения среднего отдела (T_2) присутствуют в объёме ангуранской свиты (T_2an) мощностью 88–122 м, сложенной песчаниками с прослоями глин. Песчаники полимиктовые, серые и светло-серые, мелкозернистые, косо- и горизонтально-слоистые, с окатышами серых глин. Глины пестроцветные и серые, неравномерно-алевритистые, с прослоями и сферолитами сидерита, с растительными остатками.

Юрская система (J)

Со стратиграфическим перерывом юрские осадки (J) мощностью до 150 м залегают на поверхности триасовых отложений, выполняя неровности предъюрского рельефа, и представлены в объёме нерасчленённых нижнего + среднего отделов (J_{1+2}).

В нижней части разрез представлен песками и слабосцементированными песчаниками олигомиктовыми, светло-серыми до белых, с галькой и валунами изверженных и метаморфических пород, с подчинёнными прослоями глин серых и тёмно-серых, алевролитов, с растительным детритом, с конкрециями пирита.

Выше осадки представлены песчано-глинистыми породами. Глины серые, неравномерно алевритистые и песчаные, с гнездами песчано-алевролитового материала. Песчаники желтовато-зеленовато-серые, разнотернистые, глинистые, рыхлые, участками с примесью гравия, с конкрециями пирита. Для отложений характерны линзы и конкреционные стяжения карбонатных пород (мергелей, глинистых известняков и сидеритов). Обогащение карбонатами связано с присутствием скоплений фауны пеллеципод, аммонитов, белемнитов, фораминифер.

Кайнозойская группа – KZ

На мезозойских отложениях трансгрессивно, со значительным стратиграфическим перерывом, залегают отложения четвертичной системы (Q) мощностью 50–150 м, представленные суглинками и супесями тёмно-серыми, серыми с валунами, галькой и гравием метаморфических и осадочных пород, с прослоями песков, песчано-гравийного материала, галечников. Породы имеют разнообразный генезис – морской, ледниковый, аллювиальный, озёрный, болотный.

Тектоническое строение месторождения

По тектоническому районированию Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции исследуемая площадь расположена в западной части Лемъюской ступени – тектонического элемента II порядка в составе Омра-Лыжской седловины, которая, в свою очередь, относится к Ижма-Печорской синеклизе.

Омра-Лыжская седловина, охватывающая центральную, восточную и южную части Ижма-Печорской синеклизы, представляет собой крупную (70×500 км) меридионально вытянутую положительную структуру I порядка, отделяющую Верхне-Печорскую впадину от Нерицкой, Ижемской и Кипиевской ступеней Ижма-Печорской синеклизы. Северным ограничением седловины является Печоро-Кожвинский мегавал.

В пределах Омра-Лыжской седловины выделяются структурные элементы II порядка: Джебольская моноклираль, Омра-Сойвинская, Тэбукская, Лемъюская, Лузская и Ронаельская ступени, осложнённые, в свою очередь, малоамплитудными структурами и структурными носами, а также Мичаю-Пашнинский вал, сформировавшийся над Илыч-Чикшинской системой разломов.

По гипсометрическому положению Лемъюская ступень залегает выше расположенных с севера, запада и востока Лузской, Ижемской и Ронаельской ступеней и ниже Тэбукской ступени, расположенной южнее. Её размеры по кровле карбонатных отложений нижней перми-карбона составляют 110×55 км. Большое количество малоамплитудных структур, осложняющих ступень, ориентировано, в основном, в северо-восточном направлении и характеризуется унаследованностью в развитии. По отложениям нижнего палеозоя Лемъюская ступень сохраняет наклон на восток, а входящие в её состав структурные террасы имеют тенденцию к выволаживанию вверх по разрезу.

В западной части Лемъюской ступени выделяется Сотчемью-Аресская зона локальных поднятий северо-восточного простирания, включающая Нерцовскую, Аресскую, Северо-Аресскую, Турышевскую, Северо-Ираельскую, Сотчемьюскую, Восточно-Сотчемьюскую, Талыйюскую, Северо-Талыйюскую структуры, наиболее выраженные по нижнепермско-девонским отложениям. Перечисленные структуры расположены в пределах зон развития верхнефранских барьерных рифов, обусловивших наибольшую контрастность локальных структур по кровле верхнефранских отложений. Структуры представляют собой брахиантиклинальные складки северо-восточного простирания, разделённые малоамплитудными перегибами. Полоса верхнефранских барьерных рифов Аресско-Сотчемьюской зоны прослеживается в северо-восточном направлении вплоть до северной периклинали Талыйюского поднятия, далее она продолжается уже в пределах Лузской ступени, разворачиваясь в северном направлении, и трассируется вплоть до Южно-Терехевейской структуры.

По материалам по отражающему горизонту III Ф0 (подшва D3fm1Ф0) Северо-Аресская структура приурочена к зоне облекания барьерного рифа ухтинского возраста и представлена в виде брахиантиклинали северо-восточного простирания и локального купола в районе скважины № 11. Брахиантиклинальное поднятие по замкнутой изогипсе минус 1700 м имеет размеры 2,1×6,9 км и амплитуду до 50 м, а северный купол – 1,1×1,1 км и амплитуду около 15 м.

Кровлю карбонатных отложений фаменского яруса контролирует отражающий горизонт II-III, приуроченный к границе раздела каменноугольной и девонской систем. Структурный план по этому горизонту на площади сохраняет основные черты строения нижнефаменских отложений, но с весьма существенным выволаживанием локальных элементов.

Нефтегазоносность месторождения

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Тимано-Печорской провинции Северо-Аресское месторождение находится в юго-западной части Верхнелыжско-Лемъюского НГР Ижма-Печорской нефтегазоносной области.

Распределение зон нефтенакпления в верхнедевонских отложениях в пределах Верхнелыжско-Лемъюского НГР определяется характером распространения рифовых построек того или иного типа, которые совместно с надрифовыми пластами являются основными природными резервуарами, формируя комбинированные антиклинально-рифовые и надрифовые ловушки. Коллекторы установлены как в самих телах рифов, так и в перекрывающих их шельфовых толщах. В северной части Сотчемью-Аресской зоны над зонами облекания сирачойского и доманикового рифов, в частности, на Турышевском и Западно-Аресском месторождениях, увеличивается глинистость евлановско-ливенских отложений, рифогенные карбонаты замещаются шельфовыми глинисто-карбонатными породами, а над шельфовыми верхнефранскими коллекторами появляются маломощные глинистые зональные нижнефаменские покрышки, что позволяет сохраняться под ними верхнефранским залежам нефти. Выявленные на Турышевском и Западно-Аресском месторождениях залежи в D_3f_3 – массивные, сводовые. Коллекторами являются известняки и их доломитизированные разности.

Промышленно продуктивными и перспективными горизонтами нижнего фамена Сотчемью-Аресской зоны являются карбонатные пласты: Φ_0zd , Φ_0el , Φ_1el , Φ_2el , Φ_3el и Φ_4el . Залежи нефти в пласте Φ_0zd выявлены на Западно-Нерцовском, Нерцовском, Аресском, Западно-Аресском, Турышевском, Сотчемьюском, Восточно-Сотчемью-Талыйюском и других поднятиях. Тип ловушек – пластовые, антиклинальные, рифового облекания.

Так, например, на Аресском месторождении рифогенные карбонаты ухтинской свиты перекрыты карбонатными породами задонского горизонта. Ввиду повсеместного отсутствия над рифовыми массивами экранирующих толщ, залежи нефти здесь сконцентрированы только в фаменском надрифовом пласте Φ_0zd . В продуктивном разрезе выделено 4 продуктивных пачки (Φ_0-0 , Φ_0-1 , Φ_0-2 и Φ_0-3), образующих единый гидродинамически связанный резервуар.

На Сотчемьюском и Восточно-Сотчемью-Талыйюском месторождениях промышленная нефтеносность также связана только с надрифовым пластом Φ_0zd . Залежи нефти, выявленные на месторождениях, – пластовые сводовые, тектонически и литологически ограниченные. Всего в разрезе выделено 4 продуктивных пласта (по индексации ЗАО «Печоранефтегаз» – «красный», «зелёный», «голубой», «чёрный»), к которым приурочены обособленные залежи нефти, имеющие ВНК на разных отметках. Это связано с тем, что в разрезе пласта Φ_0zd появляются пласты мергелей, которые служат зональными внутриформационными флюидоупорами, кроме того, за пределами гребня евлановско-ливенского рифа коллекторские свойства известняков ухудшаются за счёт увеличения в разрезе прослоев тонкозернистых глинистых и пятнисто-доломитизированных известняков.

В вышезалегающих карбонатных пластах елецкого горизонта Φ_0el и Φ_1el в пределах Сотчемью-Аресской зоны коллектора, как правило, отсутствуют.

Промышленная продуктивность пласта Φ_2el доказана на Северо-Аресском месторождении, непромышленные притоки нефти получены на Турышевском и Аресском месторождениях.

Пласты Φ_3el и Φ_4el практически на всех площадях Сотчемью-Аресской зоны обводнены, лишь в скважине № 11 Северо-Аресская при испытании в эксплуатационной колонне были получены притоки нефти.

В пределах Аресской группы месторождений пласт Φ_5el практически повсеместно размыт.

К настоящему времени на Северо-Аресском месторождении промышленные залежи нефти выявлены в карбонатных нижнефаменских пластах Φ_0zd , Φ_2el , Φ_3el и Φ_4el . Коллекторами являются известняки и их доломитизированные разности со сложной структурой порового пространства, в строении которого участвуют поры, каверны и трещины в различном сочетании.

Ниже приводится характеристика залежей.

На месторождении выявлено две залежи нефти (снизу вверх):

- 1) залежь нефти в карбонатных породах пласта Φ_0 задонского яруса верхнего девона;
- 2) залежь нефти в карбонатных породах пласта Φ_2 елецкого яруса верхнего девона.

Залежь нефти пласта Φ_0 задонского горизонта – пластово-массивная, сводовая, сложного строения. Коллектора внутри пласта имеют неравномерное распространение.

Продуктивные отложения пласта Φ_0 , залегающие в среднем на глубине 1862 м, представлены известняками серыми, иногда коричневатыми, преимущественно тонкозернистыми, участками глинистыми, прослоями обломочными и органогенно-детритовыми, водорослевыми, неравномерно пористо-кавернозными. Покрышкой залежи служат глинистые отложения пачки «Г» (репер «Г»), распространенные на всей площади и выделенные во всех скважинах.

ВНК определён на абсолютной отметке минус 1678 м по материалам ГИС и данным испытания в открытом стволе и перфорированной колонне. По результатам испытаний максимальная глубина нижних дыр интервала перфорации, из которого получен приток безводной нефти, зафиксирована в скважине № 112 на отметке минус 1676 м. В скважине № 21 приток пластовой воды получен из интервала с верхними дырами перфорации на отметке минус 1678 м. По материалам ГИС самое низкое положение подошвы нефтенасыщенного коллектора отмечено в скважине № 157 на отметке минус 1678,1 м. Наиболее высокое положение кровли водонасыщенного пласта отмечено в скважинах №№ 21 и 162 на отметке минус 1677,6 м

Залежь характеризуется как пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 9,75×1,375 км, высота – 48 м.

В разрезе залежи прослеживаются четыре проницаемых пропластка: Φ_0-0 , Φ_0-1 , Φ_0-2 и Φ_0-3 (снизу вверх).

Общая толщина пласта Φ_0 достигает 55 м (скважина № 105), составляя в среднем 36,8 м. Эффективная толщина имеет среднее значение 6,21 м, при минимальном 1 м в скважине № 127 и максимальном 14 м в скважине № 159. Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина составляет 3,6 м, изменяясь по скважинам от 1 (скважина № 107) до 14 м (скважина № 159).

В разрезе прослеживаются от 1 до 8 мелких проницаемых прослоев. Коэффициент расчленённости равен 3,62, коэффициент гранулярности – 0,17.

Проницаемые отложения верхнего пропластка Φ_0-3 имеют почти повсеместное распространение по площади (93 %), отсутствуют лишь в скважинах №№ 101, 104, 107 и 157. В разрезе прослеживается от 1 до 3 проницаемых прослоя (в среднем 1,18), все – нефтенасыщенные. Общая толщина пропластка Φ_0-3 составляет 7 м, изменяясь от 5 (скважина № 22) до 9 м (скважина № 5). Эффективная толщина достигает 4,2 м (скважина № 159), имея среднее значение 1,65 м. Коллекторы занимают 23,4 % всего объёма пропластка Φ_0-3 .

Коллекторы пропластка Φ_0-2 занимают 82 % площади и отсутствуют в скважинах №№ 2, 5, 22, 102, 103 и 127. Общая толщина в среднем составляет 7,5 м, имея минимальное значение 4 м в скважине №№ 22, максимальное – 13 м в скважине № 105. Эффективная толщина изменяется от 1 м в скважине № 107 до 2,8 м в скважине № 158, составляя в среднем 1,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 1,7 м, имеет тот же диапазон изменения. Коэффициент гранулярности равен 0,22. В разрезе прослеживается один проницаемый прослой.

Проницаемые отложения пропластка Φ_0-1 отсутствуют в скважинах №№ 105 и 127 и занимают 86 % площади. В разрезе прослеживается от 1 до 2 проницаемых прослоя (в среднем 1,47). Общая толщина пропластка Φ_0-1 в среднем составляет 8,81 м, изменяясь от 6 до 13 м. Эффективная толщина достигает 4,4 м (скважина № 104), имея среднее значение 2,99 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 в скважине № 112 до 4,4 м в скважине № 104 при среднем значении 3,2 м. Коллекторы занимают 35,5 % всего объёма пропластка Φ_0-1 .

Коллекторы пропластка Φ_0-0 занимают 80 % площади нефтеносности. Общая толщина в среднем составляет 13,3 м, имея минимальное значение 7 м в скважине № 127, максимальное – 22 м в скважине № 105. Эффективная толщина изменяется от 0,8 м в скважине № 158 до 4 м в скважине № 5, составляя в среднем 1,9 м. Нефтенасыщенные карбонаты вскрыты в скважинах №№ 5, 101, 158 и 159. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 2,85 м. Коэффициент гранулярности – 0,13. В разрезе прослеживается от 1 до 2 проницаемых прослоя (коэффициент расчленённости – 1,09).

Залежь нефти пласта Φ_2 елецкого горизонта приурочена к глубинам 1655–1774 м (в среднем 1708 м). Продуктивными являются известняки мелкообломочные, неравномерно пористые, участками кавернозные и пятнисто доломитизированные.

После оперативного подсчёта запасов (1991 г.) на месторождении проводилось эксплуатационное бурение. Результаты опробования скважин свидетельствуют о различном гипсометрическом уровне ВНК и о площадной разобщённости залежей.

Определение характера насыщения коллекторов по пласту Φ_2 обычными способами по методу удельного электрического сопротивления затруднено, так как УЭС отражают промытую зону. В таких случаях продуктивность коллекторов определяется опробованием интервалов, давших безводную нефть.

В районе скважины № 21 по данным ГИС и опробования ВНК принят на отметке минус 1528 м. При испытании в процессе бурения в интервале 1651–1667 (– 1522,6–1538,6 м) и в колонне 1652–1656 (– 1523,6–1527,6) м получены притоки нефти и минерализованной воды. Это не противоречит данным ГИС, так как ВНК вскрыт внутри продуктивного пласта на глубине 1656,2 (– 1527,8) м. Площадь нефтеносности этого участка – 1987,5 тыс. м². Залежь сводовая, пластовая с размерами 2,5×1,05 км, высотой около 10 м.

На остальной площади подсчётный уровень принят на абсолютной отметке минус 1522 м. В скважине № 103/2 подошва последнего нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубине 1727,2 (– 1522,4), кровля первого водонасыщенного коллектора в скважине № 112 – на глубине 1726 (– 1521,9) м. Площадь нефтеносности – 10718,75 тыс. м². Залежь сводовая, пластовая с размерами 7,0×1,9 км, высотой 28 м (скважина № 159).

Общая мощность пласта Φ_2 достигает 18,3 м (скважина № 103/2), составляя в среднем 14,8 м. Нефтенасыщенные толщины залежи нефти пласта Φ_2 изменяются от 1,6 м (скважина № 21) до 8,2 м (скважина № 104), средневзвешенная по площади (площадь нефтеносности – 12706,25 тыс. м²) толщина равна 3,32 м. Эффективная толщина имеет среднее значение – 6,2 м, при минимальном – 2,6 м в скважине № 162 и максимальном – 10,4 м в скважине № 157.

В разрезе прослеживаются от 1 до 3 проницаемых прослоя. Коэффициент расчленённости равен 1,45. Коллекторы занимают 42 % от общего объёма пласта Φ_2 .

Для количественной оценки степени прерывистости пласта по площади определён коэффициент распространения пород-коллекторов. Для пласта Φ_2 он равен 1, т.к. в пределах внешнего контура нефтеносности коллекторы развиты повсеместно.

Условия осадконакопления

Главной особенностью карбонатного накопления является преобладание биогенного механизма извлечения CaCO_3 из морской воды, значительно меньшее значение имеют хемогенный и биогенный способы. Так как основным объектом служат рифовые комплексы и генетически связанные с ними отложения, то речь далее пойдёт о шельфовом и склоновом (верхняя и нижняя части континентального склона) карбонатонакоплении, обусловленном в основном детальностью бентоса, обладающего карбонатной функцией. Те же организмы осаждают CaCO_3 на шельфах океанических островов и на океанических подводных поднятиях. В основе биогенного осаднения карбонатов лежит избирательная способность организмов поглощать элементы, находящиеся в морской воде, и накапливать их в комбинациях, отличных от существующих в морском растворе.

Образование биогенного карбонатного материала происходит за счёт солей, растворённых в речной воде, поступающей с суши. Растворённые формы – основа биогенного карбонатонакопления – достигают шельфа и склона без заметных изменений количества. По химическому составу морская вода отличается от речной: в морской воде $\text{Na} > \text{Mg} > \text{Ca}$ и $\text{Cl} > \text{SO}_4 > \text{CO}_3$, в речной воде – $\text{Ca} > \text{Na} > \text{Mg}$ и $\text{CO}_3 > \text{SO}_4 > \text{Cl}$.

Только в результате осаждения карбонатного материала речная вода может превратиться в морскую. Главную роль в этом процессе играют сложные биологические системы организмов. Рифовые биоценозы представляют собой наиболее яркий пример таких систем, состоящих из комплекса взаимосвязанных организмов, деятельность которых направлена на извлечение карбонатов из морской воды и максимальную их концентрацию. В то же время рифовые биоценозы сами служат активными поставщиками карбонатного материала, накапливающегося в виде обломков и карбонатных илов на шельфе и в верхней части континентального склона, а также поступающего в виде растворов и взвеси во внутренние части морей и океанов.

Рифы представляют собой промежуточную ступень в переносе карбонатов с континентов во внутренние части океанов. Большую роль в продуцировании современных мелководных карбонатов играют также известковые водоросли, мшанки, моллюски, баянусы, населяющие дно шельфов.

Другая особенность карбонатонакопления, являющаяся следствием преобладания биогенного механизма концентрации карбонатов, заключается в том, что реализация солей кальция, растворённых в речной воде, в минеральные образования происходит не в местах их поступления в морской бассейн, а на участках с благоприятными для жизни организмов условиями. К таким условиям относятся: прозрачная тёплая вода, активная гидродинамическая обстановка и мелководье. Они характерны для экваториальных поясов и областей действия тёплых океанических течений. Для карбонатонакопления необходима температура воды, равная в среднем $+18^{\circ}\text{C}$. Необходимым условием для органогенного осаждения CaCO_3 является прозрачность воды.

Относительные изменения уровня моря определяют вертикальную неоднородность разреза, проявляющуюся в его цикличности, обусловленной миграцией фаций во времени, в смене типов пород (слоистость, ритмичность) или в наличии перерывов (плитчатость, стратиграфическое несогласие). В механизме взаимодействия локальных тектонических движений, скорости седиментации и эвстатических колебаний уровня моря, определяющем общую направленность карбонатонакопления через соотношение факторов концентрации CaCO_3 и его рассеивания, ведущую роль играют эвстатические колебания уровня моря, являющиеся основной причиной дифференциации разреза. Благодаря регулярности и повсеместному действию в бассейне, они вызывают смещение фаций и чередование генетических типов отложений в разрезе. В то же время для концентрации больших объёмов карбонатных осадков, в частности, для устойчивого рифообразования, необходимы тектонические погружения, соизмеримые со скоростями рифообразования. Взаимодействие указанных факторов во времени определяет разнообразие типов цикличности карбонатов.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

В нефтенасыщенной части пласта пашийского горизонта керн отобран только в скважине № 44 (интервал 1821,2–1825,2 м). Отобрано пять проницаемых образцов с пористостью от 9,1 до 15,7 % (в среднем 12,7 %) и проницаемостью $(4,7\text{--}1772,77) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, средней $443 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Гидродинамические исследования в нефтяной зоне проведены в 12 скважинах. Среднее значение проницаемости нефтенасыщенных карбонатов по 23 определениям составило $1330 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при диапазоне изменения $(3,4\text{--}7442) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Ввиду незначительного количества определений по керну коэффициент пористости оценивался по НГК. Пористость, оценённая по 46 скважинам (76 определений), в среднем составила 9,2 % (диапазон изменений по скважинам 5,2–12,5 %).

Коэффициент нефтенасыщенности оценивался по балансу пористости $K_n = \frac{K_n^{\text{эф}}}{K_n}$.

Эффективная пористость рассчитывалась по зависимости $K_n^{\text{эф}} = 0,952$, $K_n = 0,0046$, полученной для одновозрастных отложений Южно-Лыжского месторождения (которые близки по физико-литологическим свойствам) по результатам бурения скважины № 43 на ИБР и прошедшей апробацию в ГКЗ. Коэффициент нефтенасыщенности, оценённый по 21 скважине (76 определений), в среднем составил 0,74 (диапазон изменений 0,59–0,83).

В нефтенасыщенной части пласта старооскольского горизонта керн отобран только в скважине № 2 (интервал 1678-1686 м). Исследовано 6 проницаемых образцов с пористостью от 11,1 до 16,3 % (средняя 13,4 %) и проницаемостью $(1,75-10,98) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (средняя $5,67 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$). Граничная проницаемость для коллекторов принята $1,0 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, как для большинства залежей месторождений Тимано-Печорской провинции, приуроченных к разновозрастным отложениям.

Три скважины №№ 2, 11 и 21 гидродинамически исследованы в нефтяной зоне. Среднее значение проницаемости нефтенасыщенных карбонатов по 5 определениям составило $5,44 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, при диапазоне изменения $(1,3-15,4) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Коэффициент пористости оценивался по НГК, так как по керну явно недостаточное количество определений. По ГИС пористость, оценённая по 16 скважинам (61 определение), изменяется от 5,6 до 18 %, составляя в среднем 11 %.

Коэффициент нефтенасыщенности оценён по способу баланса пористости по зависимости $K_n^{\text{эф}} = f(K_n)$, полученной для разновозрастных отложений Пашшорского месторождения. Коэффициент нефтенасыщенности, оценённый по ГИС (8 скважин, 41 определение), варьирует от 0,78 до 0,87, составляя в среднем 0,84, что и принято при оперативном подсчёте запасов.

Свойства и состав нефти и газа

В процессе разведки Северо-Кожвинского месторождения были отобраны и исследованы устьевые и глубинные пробы нефти и попутного газа, послужившие исходным материалом для определения физико-химических свойств, товарной характеристики нефти и обоснования подсчётных параметров для оценки запасов УВ.

Нефти залежи пласта афонинского горизонта

Нефти данных отложений охарактеризованы девятью пробами, отобранными из двух скважин.

Нефти в пластовых условиях сильно недонасыщены газом, при пластовом давлении 29 МПа и температуре 57°C (54,5–58°C) давление насыщения равно 11,4 МПа. Газовый фактор равен 83,3 $\text{м}^3/\text{т}$. Пластовая нефть имеет плотность 0,751 $\text{г}/\text{см}^3$, вязкость 2,41 $\text{мПа} \cdot \text{с}$. Содержание растворённого газа 25,4 $\text{м}^3/\text{т}$ (19,8–27,9 $\text{м}^3/\text{т}$) по однократному разгазированию, 19,6 $\text{м}^3/\text{т}$ (16,8–22,4 $\text{м}^3/\text{т}$) по дифференциальному разгазированию. Объёмный коэффициент равен 1,219.

Разгазированная нефть характеризуется как лёгкая, смолистая, парафиновая, слабосернистая, повышенной вязкости 6,22 $\text{мПа} \cdot \text{с}$. Выход фракций (по дифференциальному разгазированию), выкипающих от н.к. до 100°C – 5,6 % мол.; до 200°C – 33,7 % мол. и до 300°C – 56,9 % мол.

Надо отметить, что параметры по результатам дифференциального разгазирования несколько отличаются от параметров, принятых в подсчёте запасов. При подсчёте средних значений параметров взяты результаты только многоступенчатого разгазирования без учёта двухступенчатого.

Растворённый газ сероводородно-азотометановый, «высокожирный». Содержание азота составляет 35,68 % мол. и гелия 0,072 % мол., углекислого газа – 1,66 % мол.

Нефти залежи пласта старооскольского горизонта

Характеристика нефти пласта представлена на основе изучения 5 устьевых и 11 глубинных проб из скважин №№ 2, 5, 11 и 21.

Пластовая нефть сильно недонасыщена газом, при пластовом давлении 17,2 МПа (16,5–17,7 МПа) давление насыщения равно 4,4 МПа (1,9–5,9 МПа). Пластовая температура изменяется от 50 до 53°C и в среднем равна 52°C. Плотность пластовой нефти составляет в среднем 0,812 $\text{г}/\text{см}^3$ (0,807–0,825 $\text{г}/\text{см}^3$), вязкость определена в пределах 2,44–2,85 $\text{мПа} \cdot \text{с}$ (в среднем 2,72 $\text{мПа} \cdot \text{с}$). Содержание растворённого газа 24,1 $\text{м}^3/\text{т}$ (16,2–28,6 $\text{м}^3/\text{т}$) по однократному разгазированию, 23,1 $\text{м}^3/\text{т}$ (20,9–24,9 $\text{м}^3/\text{т}$) по дифференциальному разгазированию. Объёмный коэффициент 1,08 (1,067–1,088) по однократному разгазированию; 1,071 (1,065–1,076) по дифференциальному разгазированию.

Разгазированная нефть является лёгкой, с повышенной вязкостью 6,49 мПа · с. Температура застывания нефти равна минус 21 °С. По компонентному составу характеризуется как смолистая, парафиновая, сернистая. Выход фракций (по дифференциальному разгазированию), выкипающих от н.к. до 100 °С – 6,0 % мол., до 200 °С – 32,8 % мол. и до 300 °С – 57 % мол.

Растворённый газ азотно-углеводородного типа, «жирный». Концентрация гелия (0,03 % мол.) ниже кондиционного значения. Сероводород отсутствует, концентрация углекислого газа – 0,26 % мол. Содержание азота составляет 22,19 % мол.

Запасы нефти и газа

По состоянию на 01.01.2019 г на Государственном балансе запасов полезных ископаемых числятся запасы по двум залежам, приуроченным к нижнефаменским карбонатным отложениям, – пластам Φ_0 и Φ_2 .

Запасы по пласту Φ_0 утверждены ЦКЗ Роскомнедра в 1996 году. Начальные геологические запасы нефти составляют 1993 тыс. тонн, извлекаемые – 777 тыс. тонн. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы составили 1580 тыс. тонн, извлекаемые – 364 тыс. тонн. Начальные геологические запасы растворённого в нефти газа составляют 54 млн м³, извлекаемые – 21 млн м³. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы газа составили 42 млн м³, извлекаемые – 9 млн м³.

По пласту Φ_2 на Госбалансе числятся оперативно подсчитанные в 1991 году запасы по категории C_1 в количестве: начальные геологические – 5123 тыс. тонн, извлекаемые – 1844 тыс. тонн. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы составили – 5103 тыс. тонн, извлекаемые – 1824 тыс. тонн. Начальные геологические запасы растворённого в нефти газа составляют 118 млн м³, извлекаемые – 43 млн м³. На 01.01.2019 г. остаточные геологические запасы газа составили 118 млн м³, извлекаемые – 43 млн м³.

В целом по месторождению на Государственном балансе числятся начальные геологические / извлекаемые запасы нефти в количестве 7116 / 2621 тыс. тонн, растворённого газа – 64 млн м³. Все запасы углеводородного сырья отнесены к категории C_1 . Начальные геологические запасы газа, растворённого в нефти, составили 172 млн м³, извлекаемые – 64 млн м³. Остаточные геологические / извлекаемые запасы нефти по категории C_1 по месторождению составляют геологические 6683 / 2188 тыс. тонн, растворённого газа – / 64 млн м³.

В процессе разбуривания месторождения установлен факт снижения площади нефтеносности пласта D_2 примерно на 12 % и уменьшение средней нефтенасыщенной толщины более чем на 30 %.

В 2005 году на месторождении были проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ 3D. По результатам обработки и интерпретации сейсмогеологических материалов подготовлены структурные основы для картирования залежей.

Энергетическая характеристика пласта

Энергия пласта и физические свойства флюидов благоприятствуют фонтанному подъёму нефти, но недостаточны для выталкивания минеральной воды на дневную поверхность.

Высокий газовый фактор по нижнему объекту до 180 м³/т и давление насыщения в скважине близко к пластовому давлению и поэтому оно обеспечивает газлифтный эффект по всей длине подъёмника от забоя до устья, снижая плотность газожидкостной смеси, например, в скважине № Р-1А до величины 0,44 т/м³. Это обстоятельство даёт возможность фонтанного подъёма нефти при очень низких забойных давлениях. Положительно, что глубокие депрессии вызывают разгазирование в призабойной зоне скважин, не снижают температуру на забое.

Фонтанный резерв залежи предвещает относительно длительный срок фонтанной добычи нефти. Однако полное использование фонтанного потенциала приведёт к развитию в залежи режима растворённого газа и снижению коэффициента нефтеотдачи. Поэтому осреднение продуктивных характеристик произведено из соображения оптимальных условий эксплуатации при забойных давлениях только на 20 % ниже давления насыщения, т.е. при депрессии 5 МПа.

В настоящее время Северо-Кожвинское месторождение работает в режиме растворённого газа, хотя на первоначальной стадии разработки месторождение работало на газонапорном режиме. Это вызвано тем, что в общем по месторождению сильно снизилось пластовое давление, ниже давления насыщения, что и вызвало рост газового фактора.

Проблемы разработки Северо-Кожвинского месторождения

На Северо-Кожвинском нефтяном месторождении самыми важными проблемами можно выделить три.

Первая проблема – это то, что месторождение плохо изучено в геологическом отношении, оно имеет сложные геологические разрезы продуктивных отложений, высокую послонную расчленённость коллектора, где практически каждый прослой имеет свою фильтрационно-емкостную характеристику.

Вторая проблема заключается в том, что в процессе разработки и эксплуатации месторождения произошло значительное падение пластового давления, что требует создания эффективной системы поддержания пластового давления.

Третья проблема заключается в том, что извлекаемые запасы принадлежат или близки к категории трудноизвлекаемых:

- «аномальные нефти» – повышенное газосодержание при низком давлении пережатия, равенство температуры насыщения нефти кристаллами парафина с начальной пластовой температурой;
- «контактные зоны» – начальный балансовый запас залежи D2st составляет 15,141 млн тонн нефти, из них 9,116 млн тонн или 60 % сосредоточено в водонефтяной зоне;
- «неблагоприятные коллекторы» – коллекторы 5 пачки D2st имеют запас 2,551 млн тонн нефти, но при этом проницаемость составляет менее 0,05 мкм².

Литература

1. Технологическая схема разработки Северо-Кожвинского нефтяного месторождения: отчёт о научно-исследовательской работе // филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», «ПЕЧОРНИПИ-НЕФТЬ». – Ухта, 2003.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
7. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
8. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
12. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов / Д.А. Березовский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.

14. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
15. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрискважинной водоизоляции // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 39–41.
16. Вахитов В.О., Савенок О.В. Анализ применения углеводородных растворителей для депарафинизации скважин на Северо-Кожвинском месторождении // Сборник статей Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы и инновационные технологии в области естественных наук».
17. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Вероятностная оценка влияния факторов на эффективность применения геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 110–119.
18. Григулецкий В.Г., Коротков С.В. Расчёт производительности вертикальных и горизонтальных скважин при возможном прорыве газа и воды // Сборник научных трудов «Гипотезы. Поиск. Прогнозы». – Краснодар, 2000. – Вып. 9. – С. 302–308.
19. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 109–113.
20. Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Экспериментальные исследования механизмов гидродинамической устойчивости песчаника // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельная статья (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2014. – № 9. – 28 с.
21. Мингазутдинова Р.Ф., Ибрагимов И.И. О размещении добывающих и нагнетательных скважин при неоднородности пласта-коллектора по проницаемости // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 321–323.
22. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 3 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
23. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
24. Фурсин С.Г., Григулецкий В.Г. О выделении сложных коллекторов при бурении скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 17–21.
25. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.
26. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

References

1. Technological scheme of development of the Severo-Kozhvincskoye oil field: report on research work // branch of LUKOIL-Komi LLC, PechORNIPI-neft. – Ukhta, 2003.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra Engineering, 2020. – 244 p.
6. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
7. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
8. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.

11. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling in terms of establishing the conditions for the onset of mining complication factors // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
12. Development of physical and chemical models and methods of forecasting the state of reservoir rocks / D.A. Berezovsky [et al.] – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Technologies and principles of development of multilayer fields / D.A. Berezovsky [et al] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
15. Bylin A.V., Raupov I.R. Control over the process of oil extraction during in-situ water isolation // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 39–41.
16. Vakhitov V.O., Savenok O.V. Analysis of application of hydrocarbon solvents for dewaxing of wells at North-Kozhvin field // Collection of articles of the International Scientific-Practical Conference "Actual problems and innovative technologies in the field of natural sciences". Gasumov R.A. Research of gas-liquid flow modes with reference to operating conditions of winding gas wells / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // Nauka. Innovations. Technologies. – 2020. – № 2. – P. 7–26.
17. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Probabilistic assessment of the impact of factors on the effectiveness of geological and technical measures // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 110–119.
18. Griguletsky V.G., Korotkov S.V. Calculation of productivity of vertical and horizontal wells with possible gas and water breakthrough // Collection of scientific papers «Hypotheses. Search. Prognosis». – Krasnodar, 2000. – № 9. – P. 302–308.
19. Kokarev M.O., Mirsky A.V. Development of enhanced oil recovery technology at the late stage of field operation // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 109–113.
20. Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Berezovsky D.A. Experimental studies of the mechanisms of hydrodynamic stability of sandstone // Mountain Information-Analytical Bulletin (scientific and technical journal). Separate Article (Special Issue). – M. : Gornaya kniga Publishing House, 2014. – № 9. – 28 p.
21. Mingazutdinova R.F., Ibragimov I.I. About placement of producing and injection wells at heterogeneity of reservoir on permeability // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 321–323.
22. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 3 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
23. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
24. Fursin S.G., Griguletsky V.G. On the allocation of complex reservoirs when drilling wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2013. – № 9. – P. 17–21.
25. Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. Certificate of state registration of the database No. 2013620242. Application No. 2012621485. Date of receipt December 24, 2012. Registered in the Register of databases on February 07, 2013.
26. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Russian patent No. 2579039. Method of development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of filing: 24 April 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.