ЯРЕГСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ: ИСТОРИЯ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Н. Н. Тимонина¹, В. В. Пьянков²

¹Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

² Министерство инвестиций, промышленности и транспорта Республики Коми
nntimonina@geo.komisc.ru

В старых нефтедобывающих районах в структуре запасов увеличивается доля трудноизвлекаемой нефти за счет интенсивного отбора активных запасов. Проблема освоения месторождений тяжелых нефтей крайне актуальна для России, но промышленное освоение идет недостаточно быстрыми темпами в связи с низкой рентабельностью их разработки. Статья посвящена истории разработки Ярегского месторождения тяжелой нефти, которое было открыто в 1932 году. Залежь нефти приурочена к кварцевым песчанникам девонского возраста. Особенностью коллектора, вмещающего нефтяную залежь, является то, что он содержит промышленные запасы титана. При освоении Ярегского месторождения разработаны оригинальные и эффективные термошахтные технологии. Опыт их использования представляет большой интерес и свидетельствует о реальной возможности достижения высокой нефтеотдачи на месторождениях тяжелой нефти. Значительный сырьевой потенциал Ярегского месторождения, продолжающиеся технологические исследования позволяют прогнозировать сохранение и даже увеличение объемов добычи нефти. Остается актуальной проблема комплексной разработки Ярегского месторождения с добычей не только нефти, но и титановых руд.

Ключевые слова: запасы нефти, высоковязкая нефть, разработка месторождения, коэффициент извлечения нефти, термогравитационное дренирование.

YAREGA OIL DEPOSIT: THE HISTORY OF DEVELOPMENT AND PROSPECTS

N. N. Timonina¹, V. V. Pyankov²

¹Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktivkar

² Ministry of Investments, Industry and Transport of the Republic of Komi

In the old oil-producing regions, the content of hard-to-recover reserves increases due to intensive development of active reserves. The problem of developing heavy oil deposits is extremely relevant for Russia, but industrial development is not going fast enough due to their low profitability. The article is devoted to the history of the development of the Yarega heavy oil field, which was discovered in 1932, and since 1939 it has been mining. The oil deposit is confined to quartz sandstones of Devonian age. A feature of the reservoir, containing the oil deposit, is that it contains industrial reserves of titanium. Therefore, the uniqueness of the Yarega field lies not only in the mine method of extracting heavy high-viscosity oil, but also in the integrated development of minerals that, at the whim of nature, are combined in one facility.

Keywords: oil reserves, high-viscosity oil, oil development, oil recovery factor, steam-assisted gravity drainage.

Введение

Ресурсная база углеводородного сырья Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции имеет сложную структуру как по категорийности, так и по соотношению активных и трудноизвлекаемых запасов. Доля активных в остаточных запасах составляет 30 %, причем в Республике Коми только 25.8 % остаточных запасов нефти относится к активным. Проблема освоения месторождений с тяжелой высоковязкой нефтью весьма актуальна для европейской части России, где преобладают «старые» нефтедобывающие регионы. Тяжелые нефти этих регионов часто являются основным источником восполнения минерально-сырьевой базы. Большая часть запасов тяжелой нефти сосредоточена в недрах Татарстана, Республики Коми и Ненецкого автономного округа (рис. 1).

Рис. 1. Распределение запасов тяжелых нефтей по регионам европейской части России, % (по [4])

Fig. 1. Heavy oil reserves in European Russia

В Республике Коми на долю тяжелых высоковязких нефтей приходится более 51 % запасов. Основная их часть сосредоточена на Ярегском и Усинском месторождениях. Добыча тяжелой нефти в последние годы неуклонно растет (рис. 2).

Ярегское месторождение тяжелой нефти открыто в 1932 году, оно находится в Ухтинском районе с хорошо развитой инфраструктурой. Вблизи месторождения расположен крупный Ухтинский нефтеперерабатывающий завод. В текущем году исполняется 60 лет нефтешахтному управлению

Рис. 2. Доля добычи тяжелой нефти в общем объеме добываемой нефти на территории Республики Коми

Fig. 2. Extraction of heavy oil in the Komi Republic

«Яреганефть», которое было создано в 1958 году. В результате переработки тяжёлой нефти получают различные редкие и ценные продукты — дорожные битумы; хрупкие и лаковые битумы, востребованные в авиационной, электротехнической и лакокрасочной промышленности; трансформаторные, белые технические и медицинские масла; арктическое дизельное топливо и другие. В связи с уникальными физико-химическими свойствами нефти Ярегское месторождение представляет большой интерес как в отношении геологического строения, так и технологических особенностей разработки.

Краткая геологическая характеристика месторождения

В геологическом отношении Ярегское нефтяное месторождение представлено Ярегской, Лыаельской и Вежавожской положительными структурами третьего порядка, приуроченными к сводовой части крупной Ухтинской брахиантиклинали Южного Тимана (рис. 3). Протяженность структур 13—14.9 километров при ширине 4—5.5 км, амплитуда 82—87 м. Промышленная залежь нефти залегает на глубинах 130—300 м в кварцевых девонских песчаниках, образуя единую пластовую сводовую, тектонически и ли-

Рис. 3. Ухтинский район: фрагмент схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [по 10]:

1 — границы административных районов; 2 — нефтепровод, 3 — газопровод, 4 — железная дорога, 5 — населенные пункты; границы тектонических элементов: 6 — надпорядковых, 7 — первого порядка, 8 — второго порядка; 9 — заповедник комплексный; 10 — выявленные структуры; 11—12 — месторождения: 11 — газовые, газоконденсатные, 12 — нефтяные. Нефтегазогеологическое районирование: 1-1 — Ухта-Ижемский НГР, 2 — Ижма-Печорская НГО, 2-3 — Велью-Тэбукский НГР, 2-6 — Тобышско-Нерицкий НГР. Элементы тектонического районирования: Г — Тиманский кряж, Г3 — Восточно-Тиманская структурная зона, Г3-1 — Вымский вал, Г3-3 — Эшмеская ступень, Г3-4 — Тобышская депрессия, Г3-7 — Ухта-Ижемский вал, Д — Ижма-Печорская синклиза, Д1 — Нерицкая ступень, Д3-4 — Тэбукская ступень

Fig. 3. Ukhita district: a copy from the scheme of tectonic and oil and gas geological zoning of the Timan-Pechora oil and gas province: 1 — boundaries of administrative areas; 2 — oil pipeline, 3 — gas pipeline, 4 — railway, 5 — settlements; boundaries of tectonic elements: 6 — super-order; 7 — the first order, 8 — the second order. 9 — comprehensive reserve; 10 — structures; 11—12 — deposits, 11 — gas, gas condensate, 12 — oil. Elements of oil and gas geological zoning: 1 — Timan PD, 1-1 — Ukhita-Izhma PR, 2 — Izhma-Pechora PD, 2-3 — Veliu-Tebuk PR, 2-6 — Tobysk-Neritskiy PR. Major structures: Г — Timansky Ridge, Г3 — East Timan Structural Zone, Г3-1 — Vymsky swell, Г3-3 — Eshmeskaya step, Г3-4 — Tobyskaya Depression, Г3-7 — Ukhita-Izhemsky swell, Д — Izhma-Pechora depression, Д1 — Neritskiy step, Д3-4 — Tebuk step

тологически экранированную залежь. Месторождение имеет сложное геологическое строение; то обстоятельство, что оно разрабатывается шахтным способом, позволяет наблюдать характер распределения нефти в разрезе. В геологическом строении месторождения принимают участие докембрийские, девонские отложения. В основании залегают интенсивно дислоцированный венд-рифейский складчатый комплекс фундамента [4, 7, 8, 9].

Венд-рифейские образования сложены различными тонкослоистыми сланцами, а также массивными кварцитами и метаморфизованными кварцитовидными песчаниками. Сланцы преимущественно зеленовато-серые серицит-хлорит-кварцевые и темно-серые. Кварциты и кварцитовидные песчаники обычно слоистые, с серицит-хлоритовым и регенерационным кварцевым цементом. Сланцы, главным образом графитизированные разности, содержат как мелкие, так и достаточно крупные (до 0.5–2.5 мм) зерна лейкоксона и ильменита. Кварциты и кварцито-песчаники беднее титаном, но содержат мелкие зерна рутила, анатаза, циркона и турмалина [9].

На эродированной поверхности метаморфических сланцев с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения среднего отдела девонской системы.

Эйфельский ярус ($D_2 ef$). Эродированная поверхность венд-рифейских метаморфических сланцев с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывается образованиями среднего отдела девонской системы [9]. Представлен он отложениями верхнего подъяруса эйфельского яруса ($D_2 ef_2$) (ранее — по уральской стратиграфической номенклатуре — афонинский горизонт ($D_2 af$)).

В целом базальный пласт песчаников пласта III, продуктивный на Ярегском месторождении, сложен тремя литологическими пачками терригенного состава: нижней, средней и верхней, последняя пачка относится уже к верхнему девону. Разрез нижней пачки начинается с грубозернистых разностей песчаника, включающих линзы конгломерата со слабоскатанными обломками кварца и метаморфических сланцев. При закономерном уменьшении крупности зёрен и улучшении сортировки материала снизу вверх по разрезу в его строении выделяются два цикла отложений: основной — нижний, грубозернистый и меньший — верхний, мелкозернистый [8].

Верхняя часть нижней пачки («надрудные алевролиты») характеризуется более сложным строением и резкой фациальной изменчивостью. Она сложена обычно серыми, плотными, горизонтально-слоистыми и узловатыми алевролитами и тёмными тонкослоистыми аргиллитами с прослоями плотных тонкозернистых, редко глинистых мелкозернистых песчаников. Максимальная общая мощность нижней пачки на объекте доходит до 30 м.

Практически все песчаники обладают высокими ёмкостно-фильтрационными свойствами. Открытая пористость их достигает 36–40 %, а газопроницаемость — до 10 мкм² и более.

Выше залегают отложения *живетского яруса ($D_2 zv$) (Старооскольский горизонт ($D_2 st$))*. Сложены они мономинеральными (кварцевыми), хорошо сортированными, косослоистыми, преимущественно мел-

ко- и тонкозернистыми песчаниками с подчинённым участием разномасштабных, прослоев аргиллитов, алевролитов и с линзами, прослоями олигомиктовых (лейкоксен-кварцевых) разностей, залегающих в верхней части разреза старооскольского горизонта.

Характерной особенностью кварцевых песчаников старооскольского горизонта является сравнительно однообразный гранулометрический состав, весьма малая глинистость, практическое отсутствие сидеритового материала и слабая сцементированность. Состав цемента серицитовый, реже глинистый (каолининовый), нередко он практически отсутствует, поэтому в водоносной части прослои встречаются в виде рыхлого песка. Песчаники имеют типичную псаммитовую структуру с беспорядочной и параллельно-слоистой текстурой. Песчаники отличаются хорошо выраженной косой, преимущественно крутопадающей (до 35°) слоистостью, которая характерна главным образом для средней и верхней частей. Но велика роль и горизонтальной слоистости, преобладающей в низах разреза. Средняя толщина отложений старооскольского горизонта на Ярегском месторождении — 36 м (0–65 м).

Отложения верхнего девона на Ярегской площади имеют большое распространение и большую мощность, представлены нижнефранским и среднефранским подъярусами ($D_3 f_1$ $D_3 f_2$). *Джьерский горизонт ($D_3 dzr$)* (ранее пашийский) на Ухтинской складке включает часть разреза поддоманиковых отложений от подошвы верхней пачки III пласта до кровли II пласта. Он расчленяется на три толщи. Первая из них включает залегающие в основании разреза верхнего девона песчаники верхней пачки III пласта и перекрывающие пласт надпластовые аргиллиты, вторая включает базальты, диабазы, туфы и туффиты, и третья — песчано-глинистые отложения с пластами Б и II, венчающие разрез горизонта.

Надпластовые аргиллиты, непосредственно перекрывающие песчаники продуктивного пласта III, представляют собой горизонтально-слоистые глинистые отложения с прослойками и линзами песчаников и конгломератобрекчий. Толщина надпластовых аргиллитов составляет в среднем около 8 м.

Вышезалегающая туфобазальтовая (туфодиабазовая) толща (или «туфоидные слои») сложена различными туффитами с подчиненными прослоями туфобрекчий, туфопесчаников и туфоидных глин. Среди них встречаются пластовые тела диабазов и базальтов, реже встречаются диабазовые дайки. Средняя толщина туфоидных слоев на Ярегском месторождении около 40 м при колебаниях от 5–10 до 60 м [4].

Неизменные диабазовые и андезитобазальтовые туфы, обычно средней крепости и плотности, имеют пеструю, зеленовато-серую, местами буроватую окраску с черными, желтыми, коричневыми и сиреневыми пятнами; неравномерно раскристаллизованы, хлоритизированы, участками каолинизированы; трещиноватые, по трещинам кальцит, хлорит, участками нефть. В туфах часто встречаются вулканические бомбы различных размеров и форм. Диабазовые туфы и сами диабазы в периферических зонах и апофизах иногда переполнены миндалинами и пустотами (миндальная текстура), заполненными белым и розовым кварцем, халцедоном, опалом, хлоритом, кальцитом, иногда гематитом и каолинитом.

Система	Отдел	Ярус	Полъярус	Надгоризонт	Горизонт	Плост	Пачка	Глубина ср. залегания, м	Колонка	Толщина средняя, м	Литологическая характеристика
Q								10.6		10.6	Почвенно-растительный слой с включениями гравия, гальки и редких валунов
								17.0		6.4	Глины с прослоями песка, с включениями гальки и валунов
D	ДЕВОНСКАЯ-D	ВЕРХНИЙ-D ₃ ФРАНКСКИЙ-D _{3f}	D _{3f}		D _{3sg}	I		20.0		3.0	Аргиллитоподобные глины известковистые, буровато-серые
								24.0		4.0	
								30.4		6.4	Аргиллитоподобные глины известковистые, буровато-серые
								33.1		2.7	
								70.6		37.5	Аргиллиты с редкими прослоями известняков и мергелей. Обильная фауна. Остатки обугленной флоры
								79.1		8.5	Песчаники глинистые с прослоями глин и известняков
								121.7		42.6	Аргиллиты с прослоями известняков и реже мергелей
								127.6		5.9	
								133.6		6.0	Песчаники глинистые с прослоями аргиллитов и известняков
								139.0		5.4	
								176.0		37.0	Размытые туффиты, туффоидные глины с пластовыми и секущими телами диабазов и базальтов
								186.0		10.0	Аргиллиты с прослоями песчаников
								188.0		2.0	Песчаники лейкоксен-кварцевые, грубозернистые
								212.0		24.0	Песчаники кварцевые мелкозернистые, косослоистые, с прослоями аргиллитов и алевролитов
								230.0		8.0	Алевролиты, аргиллиты, линзы песчаников с лейкоксом
								242.0		12.0	Песчаники лейкоксен-кварцевые от тонкозернистых до конгломератов с прослоями аргиллитов и алевролитов
R											Метаморфические сланцы с прослоями кварцитов

Рис. 4. Сводный литолого-стратиграфический разрез Ярегского месторождения (по [7]):

1 — включения гравия и гальки, 2 — песчаники, 3 — алевролиты и аргиллиты, 4 — известняки, 5 — мергели, 6 — фауна, 7 — туффоидный горизонт, сложенный туфами и диабазами, 8 — поверхность несогласия

Fig. 4. Schematic section of the Yarega deposit:

1 — gravel and pebbles, 2 — sandstone, 3 — siltstones and mudstone, 4 — limestone, 5 — marls, 6 — fauna, 7 — tuffoid horizon, folded by tuffs and diabases, 8 — stratigraphic discordance

Наиболее мощные слои диабазов и базальтов залегают главным образом в основании толщи в виде неправильных, среднего размера пластообразных тел с апофизами. Количество прослоев доходит до 5, обычно их 1—2. Средняя толщина диабазовых и базальтовых тел — 10—12 м при колебаниях от 0.5 до 80 м. Они имеют северо-западное и субмеридиональное простирание, неправильные очертания в плане и плоские караваеобразные формы в разрезе.

Тиманский горизонт ($D_3 tm$) (ранее кыновский $D_3 kn$) средней мощностью на Ярегской площади около 85—90 м представлен толщей слабоизвестковистых аргиллитов и аргиллитоподобных глин зеленовато-серого цвета и пестро окрашенных, участками и прослоями буровато-коричневых, с подчинёнными прослоями мергелей, известняков и песчаников.

В разрезе верхней части нижнетиманского подгоризонта преобладают плотные, неяснослоистые, темно-серые аргиллиты, местами алевроитистые или известковистые, содержащие обугленный растительный детрит. В верхней части этой терригенной толщи встречаются прослои кварцевых и полимиктовых тонко- и мелкозернистых песчаников (пласты Б и П местной промысловой номенклатуры). Толщина пластов 1.5—3.0 и 4—6 м соответственно. Проницаемые песчаники указанных пластов пропитаны и насыщены нефтью.

Отложения верхнетиманского подгоризонтов представлены слабоизвестковистыми аргиллитами и аргиллитоподобными глинами зеленовато-серого, участками и прослоями буровато-коричневого и шоколадного цвета, с тонкими редкими прослоями мергелей и известняков, с прослоями алевролитов и глинистых песчаников (пласт А), встречающихся в верхней части горизонта. Перекрывается пласт А пачкой пестроцветных глин с прослоями известняков, мергелей и алевролитов.

Среднефранский подъярус ($D_3 f_2$) в пределах Ухтинской складки выделяется в объёме саргаевского и доманиковского горизонтов. Саргаевский горизонт представлен переслаиванием зеленовато-серых и коричневатых, тонко- и мелкозернистых песчаников с глинисто-карбонатным цементом и слюдистых алевролитов и глин с фауной брахиопод плохой сохранности.

Разработка Ярегского месторождения показала, что структура разбита трещинами на множество блоков, на каждые 25 метров подземных выработок приходится одна тектоническая трещина. Трещины зияющие и выполненные глиной, рыхлым песком или минеральными образованиями, амплитуды смещения от 1 мм до 2 м. Более крупные нарушения сопровождаются зонами дробления и микротрещиноватостью, а смещения крыльев достигают 20 м по вертикали. Основным промышленным объектом является пласт среднего девона, представленный чередующимися кварцевыми песчаниками, алевролитами и конгломератами. Коллекторские свойства этого пласта хорошие, коэффициент пористости варьирует от 0.03 до 0.33, средние значения составляют 0.14—0.15 [6], трещиноватость пород значительно улучшает коллекторские свойства. Нефтедержащие песчаники по своему составу содержат титановые и редкоземельные руды.

Технологические особенности и история добычи тяжелой нефти

Нефть Ярегского месторождения тяжелая, смолистая, плотность ее составляет 0.945 г/см³, плотность в пластовых условиях 0.933 г/см³. Вязкость высокая — 12000—16000 мПа при пластовой температуре 6—8 °С, температура застывания —10 °С [5]. Содержание сернокислых смол до 70 %, масел — 73.3 %, парафина — 0.48 %, серы — 1.12 %, асфальтенов — 3.7 %. Газонасыщенность нефти в пластовых условиях достигает 10 м³/т. Групповой состав: метановые углеводороды — 21.2 %, нафтенные — 45.6 %, ароматические — 33.2 %.

В связи с высокой вязкостью нефти и сложностью ее извлечения руководство СССР в 1936 году приняло решение о строительстве опытной нефтяной шахты. Проект нефтяной шахты разработали инженеры А. И. Гармаш, С. С. Гембицкий, П. З. Звягин, А. П. Нестеренко, А. В. Кулевский, И. С. Новосильцев и другие. К строительству приступили 9 июня 1937 года [7]. Средства, вкладываемые в этот проект, были настолько значительны, что потребовались особые гарантии и государственная оценка нефтяного месторождения, которая была проведена впервые в истории нашей страны 26 ноября 1937 года. Первая шахтная нефть страны была получена 9 сентября 1939 года. В то время нефть добывалась следующим образом. Из вспомогательных выработок, расположенных прямо в пласте, бурили короткие скважины, по которым нефть стекала и собиралась в резервуары. Перевозили её в вагонетках на лошадиной тяге (первые электровагоны «Лилипут» для горной породы стали работать только с ноября 1945 года), затем переливали в бадьи и поднимали по стволу на поверхность.

Когда началась Великая Отечественная война, потребность в нефти была так велика, что в 1942 году на Яреге началось ускоренное строительство ещё двух шахт. Из 550 тысяч тонн нефти, добытых за годы войны в Республике Коми, около 400 тысяч тонн дала Ярега. Из тяжёлой нефти на Ухтинском нефтеперерабатывающем заводе получали некоторые виды остродефицитных продуктов для фронта и оборонных предприятий.

Однако более 90 % запасов тяжелой нефти по-прежнему оставались в пласте. В 1954 году на нефтяных шахтах была внедрена более прогрессивная система разработки — уклонно-скважинная, позволившая в несколько раз уменьшить объёмы горных работ и экономить значительные средства. Она была предложена Е. Я. Юдиным, А. А. Бабаяном, В. Н. Мишаковым, С. Ф. Здоровым, Н. Н. Челинцовым, М. А. Бернштейном, Б. Ф. Харитоненко и И. Ф. Солоцким. К концу 1955 года благодаря новой технологии у Яреги открылось «второе дыхание» [6, 7].

В конце 60-х годов добыча нефти на ярегских шахтах постепенно начала снижаться. Искли новые пути добычи тяжёлой нефти, и в результате появился новый метод — термошахтный, в его основу было положено свойство нефти резко уменьшать свою вязкость при нагреве. Государственный комитет СССР по делам изобретений и открытий выдал авторские свидетельства группе инженеров и учёных, разработавших технологию: П. Г. Воронину, В. Г. Вертиго, Е. И. Гурову, В. С. Зубкову, В. Н. Мишакову, Н. И. Мельничуку,

Г. Г. Миллеру, Л. М. Рузину, В. С. Сукрушеву, В. П. Табакову. Следует заметить, что еще в 30-х годах И. Н. Стриженовым было предложено использование термического воздействия на нефтяной пласт, однако слабая техническая база не позволила это осуществить.

В июне 1968 года на первой нефтяной шахте организовали опытный участок по термическим методам добычи нефти. Для закачки пара в пласт и отбора нефти использовались старые скважины. Нефтеотдача пласта стала повышаться. В августе 1969 года приказом по Министерству нефтедобывающей промышленности СССР было начато промышленное внедрение этого метода. С 1972 года нефтяные шахты полностью перешли на термошахтную технологию, что позволило увеличить в десять раз нефтеотдачу пласта и в 3,5 раза — добычу нефти. К 12 января 1977 года коллектив НШУ «Яреганефть» добыл термошахтным способом 1 млн тонн нефти. 25 декабря 1977 года за разработку и внедрение комплексного освоения Ярегского месторождения лауреатами Государственной премии СССР стали: Е. И. Гуров, В. Н. Мишаков, К. Г. Болтенко, М. А. Генс, И. Г. Фотиев, Г. П. Левин, В. А. Калужный, Е. Я. Юдин, А. П. Сушон, Н. Д. Борисенко, С. В. Огурцов, О. К. Комаров. Патенты на термошахтную технологию добычи тяжелой нефти были приобретены в США, Канаде, Японии, Венесуэле и Франции [2, 6].

В ноябре 1992 года НШУ «Яреганефть» вошло в состав ЗАО «Битран» (позже ОАО «Битран»). В марте 1993 года объединение «Коминепфть» было преобразовано в открытое акционерное общество. ЗАО «Битран» было создано британской фирмой «Ютро Лтд.» и ОАО «Коминепфть» на базе Ухтинского нефтеперерабатывающего завода для совершенствования технологии и углубления переработки высоковязкой нефти. Предприятие владело лицензией на доразведку и разработку северной части Ярегского нефтетитанового месторождения. Было создано два производства — по добыче нефти шахтным способом и по переработке нефти. Предполагалось создать единую технологическую цепочку с получением широкой гаммы нефтепродуктов.

В конце 80-х годов добыча ярегской нефти поднималась до уровня 512 тыс. тонн в год, но с началом реформ 90-х годов резко упала. В дальнейшем в ЗАО «Битран» добыча нефти стала устойчиво расти и приблизилась к полумиллиону тонн в год. В 1994 году на всех нефтешахтах Яреги были введены новые подземные станки ПБС-А 300 — для замены морально и физически устаревших ПБС-2Т.

ЗАО «Битран» планомерно осуществляло реконструкцию своего нефтеперерабатывающего производства, внедряло технологические процессы, позволяющие сократить негативное влияние производства на окружающую природную среду. На нефтеперерабатывающем заводе в короткое время была коренным образом реконструирована битумная установка № 1, готовый битум стал выпускаться в таблетированном виде. В январе 1996 года была завершена модернизация битумной установки № 2, которая была введена в действие ещё в 1942 году и представляла угрозу здоровью населения города из-за выбросов в атмосферу вредных веществ. Выбросы прекратились, условия труда

стали более комфортными, повысилось качество продукции.

В 1996 году была проведена реконструкция, позволившая увеличить глубину переработки нефти. В 1998 году ЗАО «Битран» производило из тяжелой ярегской нефти высококачественные термостабильные дорожные битумы, отвечающие требованиям мировых стандартов, специальный хрупкий битум марки «Г», масла-мягчители, используемые в резинотехнической и полиграфической отраслях промышленности, и другую продукцию.

В дальнейшем снова встал вопрос о пересмотре действовавшей термошахтной технологии в целях сокращения эксплуатационных расходов. Первые попытки реализовать эту идею были предприняты в 1997 году на одном из участков нефтешахты № 2 и увенчались успехом инженеров и руководителей «Битрана», учёных института «ПечорНИПИнефть». Впоследствии осуществлялась программа научно-исследовательских работ по совершенствованию термошахтной технологии добычи нефти. Велась опытная работы по закачке пара в пласт с поверхности при добыче с существующих в шахте выработок. Новая технология позволяла повысить коэффициент нефтеотдачи [6].

С августа 2000 года ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»» в рамках общей реорганизации компании передало переработку высоковязкой нефти предприятию «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка». С 2003 года инвестиционные проекты, связанные с развитием Яреги, вошли в число приоритетных направлений развития ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». В сентябре 2003 года на опытном участке нефтешахты № 2 всего за один месяц было добыто рекордное количество нефти — 1 % от балансовых запасов. В целом же за год нефтеизвлечение составило 9,8% от балансовых запасов, или почти 22 % от извлекаемых [7].

В 2016 году ОАО «ЛУКОЙЛ» реализовал крупнейший инвестиционный проект «Ярега-1», в рамках которого построен ряд производственных объектов. В конце года вместе с новым пунктом подготовки и сбора нефти здесь была запущена в эксплуатацию уникальная водоподготовительная установка ВПУ-700. По итогам 2016 года добыча нефти на Ярегском месторождении выросла на 23 % и составила 912,886 тыс. тонн, в 2017 году добыча составила 1 081,789 тыс. тонн высоковязкой нефти (рис. 5).

На Ярегской и Лыаельской площадях Ярегского месторождения осуществляется добыча нефти с применением тепловых методов: термошахтного и термогравитационного дренирования пласта [6]. С 2005 по 2011 годы на участке ОПУ-3 проводились опытные работы по испытанию технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) в системе горизонтальных скважин с горизонтальным продолжением 300 м. Термогравитационное дренирование пласта — эффективный метод добычи высоковязкой нефти, который представляет собой две горизонтальные параллельные скважины, расположенные одна над другой, где верхняя скважина нагнетательная, а нижняя — добывающая, при постоянной закачке пара в верхнюю скважину образуется паровая камера [11].

Всего в ходе эксплуатации Ярегского месторождения по термошахтной технологии создано и вне-

дрено несколько систем разработки — двухгоризонтная, одногоризонтная, панельная и их комбинации [3,12]. При всех перечисленных системах закачка пара ведется через подземные скважины, пробуренные из горных выработок, а добыча нефти — через подземные горизонтальные и пологовосстающие скважины, пробуренные из горных выработок (добывающие галереи), пройденных в подошве нефтенасыщенной части пласта.

До 1998 г. основной была двухгоризонтная система, при которой достигается максимальная степень охвата пласта, но она требует большого объема проходки горных выработок — 240 м/га. Для устранения недостатков, свойственных этим системам, была разработана новая подземно-поверхностная система, отличающаяся закачкой пара через скважины, пробуренные с поверхности. Увеличение параметров пара и темпа закачки по подземно-поверхностной системе позволило более чем в два раза увеличить темпы отбора нефти. Доказательством этому может служить следующее: на одном из блоков нефтешахты № 2 за 22 года разработки по одногоризонтной и двухгоризонтной системам коэффициент извлечения нефти составил 0.439, а за 11 лет разработки другой части блока по подземно-поверхностной системе коэффициент извлечения нефти достиг 0.564. На основе полученных результатов в 2003 г. был подготовлен проект разработки площадей по подземно-поверхностной системе. При этом проходка горных выработок сократилась с 240 м/га (по двухгоризонтной системе) до 92 м/га (по подземно-поверхностной). Совершенствование подземно-поверхностной системы привело к объединению ее с панельной системой вскрытия шахтных полей, что позволило сократить проходку горных выработок до 57 м/га.

ОАО «ЛУКОЙЛ-Коми» постоянно проводятся работы по повышению эффективности термошахтной разработки Ярегского месторождения, среди которых: увеличение протяженности подземных скважин до 1000 м вместо существующих 300 м, автоматизация технологических процессов по термошахтной добыче нефти [2, 12]. В перспективе это позволит перейти на закрытый режим эксплуатации шахтных блоков, увеличить коэффициент нефтеотдачи до 0.7, снизить затраты на добычу нефти.

Рис. 5. Динамика добычи нефти на Ярегском месторождении

Fig. 5. Oil production at the Yarega deposit

Наряду с нефтью Ярегское месторождение представляет интерес в отношении титановых (лейкокситовых) руд, запасы которых значительные. С 2017 года НШУ «Яреганефть» осуществляет добычу титановых руд для переработки в АО «СИТТЕК» с целью производства титанового коагулянта для водоочистки [1].

Заклучение

Разрабатываемое в течение многих лет Ярегское месторождение тяжелой нефти занимает важное место в структуре нефтегазового комплекса Республики Коми. Это месторождение относится к числу крупных и, что очень важно, находится в промышленно развитом районе. Тяжелая нефть характеризуется уникальными физико-химическими свойствами, и ее переработка обеспечивает получение целого ряда ценных продуктов, использующихся в различных отраслях промышленности.

При освоении Ярегского месторождения разработаны оригинальные и эффективные технологии термошахтной добычи тяжелой нефти. Постоянно проводятся работы по их совершенствованию, что позволяет повысить темпы отбора и коэффициент извлечения нефти, сократить проходку горных выработок, перейти на закрытую эксплуатацию горных блоков. В конечном счете это способствует существенному снижению финансовых затрат. Опыт термошахтной разработки Ярегского месторождения представляет большой интерес и свидетельствует о реальной возможности достижения высокой нефтеотдачи на подобных месторождениях тяжелой нефти. Это крайне важно, учитывая вероятность того, что доля запасов трудноизвлекаемой нефти в относительно хорошо разведанных районах традиционной нефтедобычи будет возрастать. Значительный сырьевой потенциал Ярегского месторождения, имеющиеся и продолжающиеся технологические разработки, востребованность тяжелой нефти при условии благоприятной ценовой конъюнктуры дают основания для прогнозирования сохранения и даже увеличения объемов добычи нефти в среднесрочной перспективе. Актуальной остается давно обсуждающаяся проблема комплексной разработки Ярегского месторождения с добычей не только нефти, но и титановых руд.

Литература

1. Дмитриева Е. В. Производство титанового коагулянта на основе сырьевой базы Ярегского месторождения // Горный журнал. 2013. № 9. С. 73—76.
2. Коноплев Ю. П., Алабушин А. А., Гуляев В. Э. Опыт и перспективы развития термошахтной разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: Материалы международной науч.-практ. конференции. Казань: ФЭН, 2012. С. 74—77.
3. Коноплев Ю. П., Гуляев В. Э. Внедрение новых методов термошахтной разработки на Ярегском месторождении высоковязкой нефти // Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Сборник трудов / ООО «ЛУКОЙЛ-Ижиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте. 2012. С. 149—156.

4. Кремс А. Я., Вассерман Б. Я., Матвиевская Н. Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Недра, 1974. 336 с.

5. Макаревич В. Н., Искрицкая Н. И., Богословский С. А. Ресурсный потенциал месторождений тяжелых нефтей европейской части Российской Федерации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/43_2012.pdf

6. Муляк В. В., Чертенков М. В., Коноплев Ю. П. История, опыт и перспективы разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти // Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Сборник трудов / ООО «ЛУКОЙЛ-Ижиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте. 2012. С. 119—143.

7. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы. Ухта: УГТУ, 1999. 1062 с.

8. Природные резервуары в терригенных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна / Коми научный центр УрО РАН. Сыктывкар, 1993. 154 с.

9. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Минприроды РК, ГУП РК ТП НИЦ. СПб.: Реноме, 2011. 286 с.

10. Прищепа О. М., Богацкий В. И., Макаревич В. Н., Чумакова О. В., Никонов Н. И., Куранов А. В. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf

11. Рузин Л. М. Инновационные направления разработки залежей высоковязких нефтей и битумов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 1. С. 70—73.

12. Чикишев Г. П., Герсимов И. В., Коноплев Ю. П., Кольцов Е. В. Совершенствование технологии разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти с поверхности // Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: Сборник трудов / ООО «ЛУКОЙЛ-Ижиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте. 2012. С. 144—148.

References

1. Dmitrieva E. V. *Proizvodstvo titanovogo koagulyanta na osnove syr'evoi bazy Yaregskogo mestorozhdeniya* (Manufacturing of titanium coagulant on the basis of raw materials of Yaregskoe field). *Gornyi zhurnal*, 2013, No. 9, pp. 73—76.

2. *Opyt i perspektivy razvitiya termoshahnoi razrabotki Yaregskogo mestorozhdeniya vysokovязкой нефти*. Konoplev Yu. P., Alabushin A. A., Gulyaev V. E. *Vysokovязkie neftei i prirodnye bitumy: problemy i povyshenie effektivnosti razvedki i razrabotki mestorozhdenii. Materialy Mezhdunarodnoi nauch.-prakt. Konferentsii* (Experience and perspectives of development of thermo-drafting of the Yarega deposit of high-viscosity oil. Konoplev Yu. P., Alabushin A. A., Gulyaev V. E. High viscosity oil and natural bitumen: problems and increasing the efficiency of exploration and development of deposits. Proceedings of the International Scientific-Practical Conference). Kazan: Fan, 2012, pp. 74—77.

3. Konoplev Yu. P., Gulyaev V. E. *Vnedrenie novykh metodov termoshahnoi razrabotki na Yaregskom mestorozhdenii vysokovяз-*

koi neftei. Problemy osvoeniya Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii: sbornik trudov (Introduction of new methods of thermal drafting at the Yaregskoye high-viscosity oil field. Problems of development of the Timan-Pechora oil and gas province: a collection of proceedings). LUKOIL-Izhiniring, PechorNIPIneft in Ukhta, 2012, pp. 149—156

4. Krems A. Ya., Wasserman B. Ya., Matvievskaya N. D. *Usloviya formirovaniya i zakonomernosti razmescheniya zalezhei neftei i gaza* (Conditions for the formation and regularity of the distribution of oil and gas deposits). Moscow: Nedra, 1974, 336 p.

5. Makarevich V. N., Iskrikskaya N. I., Bogoslovskiy S. A. *Resursnyi potentsial mestorozhdenii tyazhelykh neftei evropeiskoi chasti Rossiiskoi Federatsii. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* (Resource potential of heavy oil fields in European Russia. Neftgazovaya geologia. Teoria i praktika). 2012, V. 7, No. 3, http://www.ngtp.ru/rub/6/43_2012.pdf

6. Mulyak V. V., Chertenkov M. V., Konoplev Yu. P. *Istoriya, opyt i perspektivy razrabotki Yaregskogo mestorozhdeniya vysokovязкой нефти. Problemy osvoeniya Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii: sbornik trudov* (History, experience and prospects of development of the Yaregsky high-viscosity oil field. Problems of development of the Timan-Pechora oil and gas province: a collection of works). LUKOIL-Izhiniring, PechorNIPIneft in Uhta, 2012, pp. 119—143

7. *Neftegazonosnost i geologo-geofizicheskaya izuchennost Timano-Pechorskoi provintsii: istoriya, sovremennost, perspektivy* (Oil and gas content and geological-geophysical study of the Timan-Pechora province: history, modernity, prospects). Ukhta, UkhTU, 1999, 1062 pp.

8. *Prirodnye rezervuary v terrigennykh formatsiyah Pechorskogo neftegazonosnogo basseina* (Natural reservoirs in terrigenous formations of the Pechora oil and gas basin). Komi Science Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktvykar, 1993, 154 p.

9. *Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii* (Natural reservoirs of oil-and-gas bearing complexes of the Timan-Pechora province). Ministry of nature of Komi Republic, St. Petersburg: Renome, 2011, 286 pp.

10. Prishepa O. M., Bogatskiy V. I., Makarevich V. N., Tchumakova O. V., Nikonov N. I., Kuranov A. V. *Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegeogeologicheskom raionirovani Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii/Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* (New ideas about tectonic and oil and gas geological zoning of the Timan-Pechora oil and gas province. Oil and gas geology. Theory and practice) 2011, V. 6, No. 4 http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf.

11. Ruzin L. M. *Innovatsionnye napravleniya razrabotki zalezhei vysokovязких neftei i bitumov* (Innovative directions for the development of deposits of high-viscosity oils and bitumen). Oil industry, 2012, No. 1, pp. 70—73.

12. *Sovershenstvovanie tehnologii razrabotki Yaregskogo mestorozhdeniya vysokovязкой нефти s poverhnosti* (Perfection of the technology of development of the Yarega deposit of high-viscosity oil from surface). Chikishev G. P., Gersimov I. V., Konoplev Yu. P., Koltsov E. V. Problems of development of the Timano-Pechora oil and gas province: a collection of works. LUKOIL-Izhiniring, PechorNIPIneft in Ukhta, 2012, pp. 144—148.