**Центры нефтедобычи шельфов Северо-Запада Европы**

М.Н. Григорьев, Е.Д. Даниэль

Континентальный шельф Северо-Западной Европы, включающий Северное, Норвежское, Ирландское моря и северо-восточную Атлантику - регион с более чем тридцатилетней историей нефтедобычи. Наиболее освоен шельф Северного моря, в пределах которого в соответствующих национальных секторах ведут добычу Великобритания, Норвегия, Дания, Нидерланды и Германия. В процессе освоения шельфа на каждом этапе решались технологические и правовые задачи в сложных для проведения работ разнообразных нефтегазоносных областях. Особенности развития отдельных нефтегазовых проектов, их интеграции с формированием устойчивых транспортных систем доставки сырья к береговой инфраструктуре переработки или дальнейшего транспорта, освоение пограничных месторождений в областях, где проходят линии делимитации национальных секторов, и многие другие аспекты стимулировали разработку действенных и эффективных схем технологических и правовых решений, в значительной мере обеспечивших энергетическую безопасность стран Западной Европы. Анализ опыта развития нефтедобычи региона полезен для выработки решений на современном этапе развития нефтедобычи в России, где вопрос о развертывании шельфовых работ становится все более актуальным.

**История освоения и современное состояние добычи нефти**

Открытие нефтяных месторождений в Северном море началось с открытия норвежского месторождения Balder в 1967 г., однако значимыми для промышленного освоения стали месторождения Ekofisk на юге норвежского сектора и Forties (Великобритания), открытые соответственно в 1969 и 1970 г. Именно с этими месторождениями связывается начало добычи нефти в политически стабильном регионе, в значительной мере обеспечившем на 30 лет энергетическую безопасность как близких географически стран Западной Европы, так и США. Кроме Великобритании и Норвегии, основных стран-поставщиков нефти из региона, добычу ведут Дания, Нидерланды и Германия, в 1987 г. начавшая разработку единственного месторождения Mittelplate.

К настоящему времени во всех странах региона, кроме Дании, уже была достигнута максимальная добыча (рис. 1) и наступил ее спад. Последний обусловлен преимущественной зрелостью месторождений, применением технологий, которые ведут к более быстрому истощению залежей, и увеличением объема требуемых инвестиций вследствие перемещения проектов в удаленные и труднодоступные районы [1]. К таким проектам относятся месторождения Северной Атлантики к западу от Шетландских островов, разработка которых началась в конце 90-х годов прошлого века. Норвегия ведет добычу в основном в Северном море и в меньшей степени - в Норвежском. Существенный рост добычи здесь наблюдался с 80-х до середины 90-х годов, после чего она стабилизировалась на одном уровне. Планы увеличения добычи нефти Норвегия связывает с вовлечением в разработку мелких месторождений, сопровождающих крупные, использованием имеющейся инфраструктуры. В Великобритании в освоении находятся нефтяные месторождения, расположенные на всех окружающих ее шельфах. Начало положили месторождения Северного моря. По мере падения добычи в разработку вовлекались месторождения Ирландского моря, затем северо-восточной Атлантики, к западу от Шетландских островов. Дания в последние 6 лет поддерживает добычу за счет введения в разработку новых месторождений, в числе которых месторождение Cecile, имеющее значительные доказанные перспективы освоения. В стадии развития находятся еще два месторождения, что обеспечит рост добычи. Нидерланды достигли наивысшего уровня добычи в 1986 г., после чего она устойчиво снижается.

Основные месторождения нефти расположены в Северном море в зоне делимитации шельфовых зон Великобритании и Норвегии. Их освоение потребовало объединения усилий обеих стран. Нефтедобыча на континентальном шельфе Северного моря в пограничных между секторами районах регламентируется межправительственными соглашениями. Первым было соглашение между Великобританией и Норвегией от 22 мая 1973 г. с дополнениями от 27 июля 1994 г. о транспортировании нефти по трубопроводу с норвежского месторождения Ekofisk и близлежащих районов на территорию Великобритании (Agreement... relating to the transmission of petroleum by pipeline from the Ekofisk field and neighbouring areas to the United Kingdom). В дальнейшем странам потребовалось выработать новые соглашения, касающиеся транспортной инфраструктуры, связывающей объекты их шельфовых секторов, находящихся под правительственной юрисдикцией соответствующих сторон. В 1998 г. было подписано вступившее в силу в 2000 г. рамочное соглашение между правительствами Великобритании и Норвегии о строительстве, использовании и юрисдикции межсекторных подводных трубопроводов (Framework Agreement of 25 August 1998 relating to the laying, operation and jurisdiction of inter-connecting submarine pipelines). Основные его положения декларировали, что правительства не препятствуют строительству трубопроводов и транспортированию нефти между секторами, не рассматривают данное соглашение как посягательство на суверенитет каждой стороны в пределах зоны ответственности на шельфе и способствуют оптимальному использованию трубопроводов. В развитие этого соглашения в 2003 г. последовало совместное заявление министерств двух стран о будущем координировании действий и основных принципах нового рамочного договора, который касается широкого спектра вопросов юрисдикции, безопасности и условий окружающей среды, инспекций, систем измерений, выведения из эксплуатации, налогов, информационных потоков, процедур утверждения и экспертиз и тд.

В апреле 2005 г. было подписано новое рамочное соглашение о координации межгосударственной деятельности в нефтегазовой отрасли (Framework Agreement between the Government of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the Government of the Kingdom of Norway concerning Cross-Boundary Petroleum Co-operation). Оно регламентирует весь комплекс работ в совместных проектах, включая добычу, строительство новой и использование и демонтаж существующей инфраструктуры.

**Выделение центров нефтедобычи**

Пространственно-временной анализ освоения месторождений в регионе и используемых транспортных схем показал, что этот процесс происходит с формированием центров нефтедобычи (ЦНД). Они определяются как «совокупность разрабатываемых месторождений, имеющих общий пункт сдачи нефти в систему магистральных нефтепроводов, на железной дороге или морском терминале для доставки потребителям - на переработку или экспорт» и представляют собой пространственно и технологически связанные системы объектов разработки углеводородного сырья, его транспорта и учета товарной продукции [8]. На уровне ЦНД формируются региональные сорта нефти [9].

Принцип выделения ЦНД [8] основан на определении элементов транспортной схемы. Базовым элементом является месторождение; между месторождениями и пунктом сдачи располагается ряд насосных станций (НС), являющихся транспортными узлами системы. На них происходит смешение нефтей, поступающих из различных месторождений. Как показывает практика, число НС может различаться.

Понятие о ЦНД было выработано на основе изучения пространственной структуры движения нефти как товарного продукта в пределах Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций [10]. При изучении исторически протяженного процесса нефтедобычи в этих регионах обозначились устойчивые комплексы связанных транспортной системой месторождений нефти и пунктов сдачи. Поскольку рассматриваемые регионы континентальной нефтедобычи имеют развитую трубопроводную инфраструктуру привязанными к ним пунктами товарного учета, обособленых месторождений с собственной отгрузкой практически не существует. Все используемые виды транспорта доставляют нефть на общий в пределах освоенного региона товарный пункт, что и связывает несколько месторождений в единый ЦНД. Наиболее устойчивы ЦНД, где нефть к тарифному пункту доставляется трубопроводным транспортом. Более гибкими и во времени, и в пространстве являются ЦНД с использованием железнодорожного, автомобильного и морского транспорта.

Добыча и транспортирование нефти на континентальном шельфе Северо-Западной Европы имеют специфику, связанную с одновременным использованием различных схем отгрузки нефти. К настоящему времени сложились три типа схем:

1) отгрузка по подводному трубопроводу к береговому терминалу с группы месторождений или одного месторождения (6ереговой трубопроводный терминал);

2) отгрузка в танкеры с одиночного месторождения (морской терминал);

3) отгрузка в танкеры с центральной установки, к которой подключена группа месторождений (морской групповой терминал).

В соответствии с перечисленными транспортными решениями типизируются и ЦНД, ядро которых, в зависимости от типа, может состоять как из нескольких месторождений, так и из одиночного месторождения. Названия ЦНД даются по месторождениям, на которых расположен морской терминал отгрузки и по береговым терминалам с дополнениями, связанными с названиями трубопроводов, регионов или месторождений.

Пример выделения ЦНД показан на примере датского сектора Северного моря (рис. 2).

Следует отметить, что в практике Danish Energy Authority на датском шельфе выделяются центры добычи (production centres), однако они скорее соответствуют исторически сложившимся районам нефтедобычи, нежели инфраструктурным объектам, что следует из рис. 2.

По материалам пространственных данных национальных агентств стран, занимающихся добычей нефти на шельфе (3-7], на основе изложенного методического подхода составлена карта ЦНД континентального шельфа Северо-Западной Европы, где отражены результаты пространственного анализа объектов нефтедобычи (рис. 3). ЦВД разных типов присттствуют в каждом национальном секторе (за исключением германского, где разрабатывается одно месторождение нефти). Разнообразие их типов является характерной чертой освоения морских месторождений нефти севера Европы.

**Развитие ЦНД**

Нефтедобыча на шельфах Северо-Западной Европы развивалась путем развития ЦНД различных типов - сначала на акватории Северного моря, а по мере падения добычи в традиционных районах - на прилегающих акваториях Норвежского, Ирландского1 морей и Северной Атлантики (рис. 4 - 6). Примечательно, что профили добычи большинства ЦНД асимметричны, с малым периодом роста добычи. В первую очередь это относится к морским ЦНД вследствие высокой стоимости строительства и инсталляции морских платформ, сооружения подводных трубопроводов, систем хранения и отгрузки продукции. В связи с этим с целью скорейшего возмещения расходов нефтяные компании стараются достичь максимального объема добычи в кратчайшие сроки.

Очевидно, что наиболее устойчивыми во времени являются ЦНД с отгрузкой по трубопроводу на береговой терминал. На первоначальной стадии «долгоживущие» ЦНД функционировали с отгрузкой на морские терминалы. С конца 70-х - начала 80-х годов формируются ЦНД, в которых месторождения начинают эксплуатироваться с уже подготовленной трубопроводной и береговой инфраструктурами. С этим связан первый пик добычи в середине 80-х годов на британских ЦНД Sullom Voe Brent Oil и Sullom Voe Ninian Oil (разделенных по названиям трубопроводов) с береговым терминалом (см. рис. 5). Второй пик в середине 90-х годов наблюдался и в британском, и в норвежском секторах Северного моря (ЦНД Sture OTS с группой месторождений Oseberg). Затем с трубопроводной отгрузкой стал работать ЦНД Mongstad с группой месторождений Troll и Fram. После 2000 г. вводятся ЦНД Sture GOP и Sullom Voe Clair с единичными месторождениями Grane и Clair. Среди ЦНД с танкерной отгрузкой с группы месторождений имеются центры, в пределах которых месторождения связаны трубопроводной системой. Это в основном ЦНД самого обширного в Северном море британского сектора (Beryl, Fife, Curlew, Guillemot NW) и датский ЦНД Siri. Такие ЦНД, возможно, характеризуют стадию становления центров между танкерной отгрузкой с одного месторождения и ввода в действие трубопровода к береговому терминал)'. Однако падение добычи и отсутствие масштабных перспектив британского сектора, по-видимому, не будут способствовать дальнейшему развитию трубопроводных проектов и прошедшие пик своей добычи британские ЦНД не эволюционируют до трубопроводных.

ЦНД одиночных месторождений с отгрузкой в танкеры существуют весь период освоения континентального шельфа, однако их число увеличилось после падения добычи в середине 90-х годов и именно они обеспечили ее поддержание.

ЦНД континентального шельфа Севера Европы имеют особенности пространственной структуры, отражающие как историю их формирования, так и использование транспортных схем, обеспечивающих качество сырья. Наиболее «долгоживущий» ЦНД Teesside с нефтепроводом Norpipe от крупного норвежского месторождения Ekofisk характеризуется тем, что подводящие нефтепроводы вводились после строительства основной трубопроводной магистрали. Необходимость соблюдения соглашения о совместном использовании нефтепровода Norpipe между Норвегией и Великобританией не позволила последней подключить большое число месторождений, вследствие чего в ЦНД кроме норвежских входят малочисленные британские группы месторождений.

Более сложную и пространственно обширную структуру имеет ЦНД Cruden Bay. Здесь единая транспортная система создавалась с первоначальным образованием коммуникаций между отдельными месторождениями. Трубопровод Forties к береговому терминалу Cruden Bay был проложен позднее. Дальнейшее подключение месторождений, в том числе удаленных от основной магистрали, распространило ЦНД на большой регион с протяженными подводящими коммуникациями. ЦНД, ориентированные на Sullom Voe (Brent Oil и Ninian Oil), имеют пространственное перекрытие, что обусловлено наличием двух ветвей нефтепроводов.

Почти повсеместно в пределах площадных ЦНД присутствуют центры единичных месторождений с танкерной отгрузкой. Обособление месторождений необходимо для отдельной отгрузки нефти низшего качества. Например, танкерами вывозится низкокачественная нефть ЦНД Alba, расположенного в центре ЦНД Cruden Bay, где добывается нефть сорта Forties.

Ряд ЦНД прекратил свое существование по мере выработанности месторождений. Выведен из эксплуатации нидерландский береговой ЦНД Ноеk, где остановлена добыча на месторождении Р15. Завершили работу морские ЦНД Froy и Yme в норвежском секторе, Teal South - в английском.

Рост добычи отмечается в береговых ЦНД Fredericia (Дания), Sullom Voe Clair (Великобритания), Sture GOP (Норвегия) и морских Guillemot NW и Maclure в английском секторе Северного моря.

**Качество нефтей**

По сложившемуся мнению, месторождения Северного моря и прилегающих акваторий характеризуются высоким качеством нефти - низкими плотностью и содержанием серы. В первую очередь это связано с тем, что такое качество имеют учитываемые агентством Platt's сорта - Brent, Forties, Oseberg, Ekoflsk, Statfjord и Flotta (см. рис. 3) [11]. Однако сорта нефтей достаточно разнообразны (рис. 7).

На рис. 8 приведена пространственная характеристика ЦНД по плотности добываемых нефтей, которая является более важным показателем качества нефти, чем содержание серы, и определяет цену реализации нефти [12]. Типы нефтей дифференцированы в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия": особо легкая (плотность менее 830 кг/м3), легкая (830-850 кг/м3), средняя (850-870 кг/м3), тяжелая (870-895 кг/м3), битуминозная (более 895 кг/м3). Отметим, что по принятой для оценки нефтей шельфа Европы классификации к тяжелым относятся нефти плотностью менее 28 или 27,5 API, т.е. плотностью соответственно более 884 или 887 кг/м3. Нижняя граница по плотности российской классификации - 870 кг/м3 соответствует 30,6 API.

После 1995 г. падение добычи на шельфах Великобритании и Норвегии компенсируется вводом в разработку месторождений преимущественно тяжелых и битуминозных нефтей (рис. 9), причем многие из них были открыты достаточно давно. Например, пионер Северного моря, месторождение Balder, открытое в 1967 г., введено в разработку в 1991 г.; характеризующееся наиболее тяжелой и высокосернистой нефтью месторождение Alba, открытое в декабре 1984 г., дало первую нефть в январе 1994 г.

Общее снижение качества добываемой нефти обусловлено не только вводом в освоение новых ЦНД с месторождениями нефти низкого качества, но и с включением их в транспортную инфраструктуру ЦНД с легкими нефтями. Развитие ЦНД Cruden Bay (сорт нефти Forties) связывается с освоением месторождения Buzzard, расположенного вблизи зоны делимитации Великобритании и Норвегии. Месторождение подготовлено для ввода в разработку в конце 2006 г. По оценке компании ВР, оператора Forties Pipeline System, максимальная добыча в 2007 г. составит 10,5 млн. т, что обеспечит 23 % добычи ЦНД в целом. Нефть месторождения характеризуется плотностью 859 кг/м3 и содержанием серы 1,44 % (хуже Urals). Освоение данного месторождения приведет к снижению параметров нефти сорта Forties Blend. По оценке компании ВР, плотность нефти к 2010 г. увеличится от текущих 800 до 816 кг/м3, а содержание серы - от 0,2 % до 0,56 %, что вызовет снижение ее стоимости.

**Выводы**

1. Практически все решенные или решаемые при освоении месторождений нефти шельфов Северо-Западной Европы проблемы - от организации приграничного сотрудничества до транспортных инфраструктурных решений - представляют несомненный интерес для России, стоящей на пороге долгожданного освоения Арктического шельфа. История освоения шель-фовых месторождений Северо-Западной Европы свидетельствует, что их эффективное освоение возможно при условии сотрудничества всех государств региона, которое включает не только урегулирование правовых решений зоны делимитации, но и технологический обмен и создание, в необходимых случаях, единой транспортной инфраструктуры.

2. Несомненный интерес представляет отношение стран северо-запада Европы к освоению месторождений тяжелых нефтей, доминирующих на российском шельфе. При разработке месторождений основных нефтедобывающих стран региона - Великобритании и Норвегии - на экспорт направлялись легкие сорта нефти, дающие наибольший экономический эффект от их продажи, а низкокачественные нефти в основном перерабатывались и поставлялись на мировой рынок в виде нефтепродуктов. По мере ухудшения качества нефтей объем экспортируемой странами нефти снижается, но растет экспорт нефтепродуктов. Наиболее наглядно это видно при анализе трансатлантического грузопотока [13].

3. Россия, Норвегия и Великобритания являются основными нефтедобывающими странами севера Европы, осуществляющими экспортные поставки на атлантическое побережье США, участвуя в едином грузопотоке. Характерно, что ориентация на экспорт нефтепродуктов присуща и для сийской трансатлантической торговли. Более того, резкий рост поставок нефтепродуктов сопровождается практически полным прекращением поставок сырой нефти в США? Возможно, частично в роли запретительного барьера выступает непомерная вывозная пошлина на сырую нефть, однако тождественность динамики транспортных потоков всех нефтедобывающих стран севера Европы свидетельствует об общих закономерностях.

4. Очевидно, что при освоении тяжелых нефтей месторождений нефти шельфа Печорского моря будет целесообразно строительство теперерабатывающих производств, например, в Мурманске, что позволит решить вопрос обеспечения региона мазутом (в Мурманск и Архангельск ввозится по железной дороге около 3 млн. т мазута ежегодно) с одновременным направлением на экспорт продуктов перегонки с большей добавленной стоимостью [14,15].

**Список литературы**

1. North Sea. EIA Country analysis Briefs. - August 2005.-7 p.

2. BP Statistical Review of World Energy. - June 2005.-44 p.

3. Facts 2004 The Norwegian petroleum sector. Ministry of Petroleum and Energy. 207 pp.

4. Facts 2005 The Norwegian petroleum sector. - Ministry of Petroleum and Energy. -194 p.

5. Oil and gas in the Netherlands. Exploration and production 2004 and prognoses 2005-2014. - Ministry of Economic Affairs. -114 p.

6. Oil and Gas Production in Denmark 2004. Danish Energy Authority. - 95 p.

7. UK Production Data Release. DTI Oil & Gas Directorate. Release Date: 30/Mar/2006. - dti.gsi.gov.uk

8. Григорьев MM. Центры нефтедобычи как основа развития минерально-сырьевой базы топливно-энергетического комплекса/УНефтяное хозяйство.-2003.-№12.-С. 16-19.

9. Григорьев М.Н. Рецепт нефтяного коктейля//Нефть России. - 2005. - № 12. - С. 44-47.

10. Григорьев М.Н. Динамика центров нефтедобычи Тимано-Печоры. Нефтегазовая вертикаль. -2005. ■ №4.-С.48-51.,

11. Methodology and Specifications Guide. Crude Oil. Platt's. February. - 2006. - 17 p.

12. Григорьев М.Н. Дифференциация НДПИ: группы факторов//Бурение&Нефть. - 2005. - №10. -С. 2-5.

13. Petroleum Marketing Monthly, Energy Information Administration. -1996-2006.

14. Совершаева Л.П., Григорьев M.M., Хазова Е.В. Условия раскрытия природно-ресурсного потенциала Северо-Западного федерального округа/, Сборник трудов 5-го Международного Форума «Топливно-энергетический комплекс России: региональные аспекты». С.-Петербург, 4-7 апреля 2005 г. С.-Петербург. - 2005. - С. 21-24.

15. Григорьев М.Н. Северный морской путь: роль в освоении арктических углеводородных ресурсов и обеспечении энергетической безопасности стра-ны//НефтьГазПромышленность. - 2005. - № 4. -С. 22-24.

Журнал «Нефтяное хозяйство» № 5, 2006