

УДК 553.982.061.33

© П.Ф. Гожик, В.А. Краюшкин, В.П. Клочко, Э.Е. Гусева,
В.А. Масляк, 2010

Институт геологических наук НАН Украины, Киев

НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ ЕВРОПЫ

На континентальном склоне Европы имеются 122 глубоководных (217–1376 м) нефтяных и газовых месторождения, которые содержат 1614 млн т нефти, 100 млн т конденсата и 6759 млрд м³ природного газа в песчаниках и карбонатах 12 осадочных бассейнов мористее Ирландии, Испании, Италии, Норвегии, России и Соединенного Королевства.

Нефть, газоконденсат и природный газ на континентальном склоне Европы разведываются и добываются на многих глубоководных (217–1360 м) площадях Дании (Фарерские о-ва), Ирландии, Испании, Италии, Норвегии, России и Соединенного Королевства в Адриатическом (бассейн Умбро-Маркиджано), Баренцевом (бассейны Гаммерфест, Тромсл, Харстад и Южный Баренцевоморский), Норвежском (бассейны Воринг и Хельгеланд), Северном (Североморский бассейн), Средиземном (бассейны Пелагический и Эбро) морях и Северо-Восточной Атлантике (бассейны Восточнофарерский и Западношотландский) [1].

Северное море является одним из самых крупных в мире морских газонефтедобывающих регионов. Более 450 месторождений нефти, газоконденсата и природного газа разрабатываются на континентальном шельфе Германии, Дании, Нидерландов, Норвегии и Соединенного Королевства, а также на склоне Норвегии. Именно на Северное море приходится почти 24 % мировой морской нефтегазодобычи. Она началась в британском секторе этого моря в 1970-х гг. и спасла тогда от катастрофы Соединенное Королевство. Разработка недр норвежского сектора дала возможность создать для будущих поколений норвежцев и Национальный Нефтегазовый Фонд, куда с 1990 г. поступает часть налогов от нефтегазодобычи. Сейчас в Норвегии 4,6 млн чел., а в Фонде – уже \$ 225 млрд, т.е. \$ 50 тыс./чел.

На протяжении 1970-х гг. в подводных недрах британского сектора Северного моря разведано 3530 млн м³ запасов нефти, в 1980-х – 1097 млн м³ и в 1990-х – 445 млн м³, т.е. в сумме – 5072 млн м³ извлекаемой нефти. В 1970–2000 гг. на обустройство морских нефте- и газопромыслов, а также на добычу 3100 млн м³ нефти и 1606 млрд м³ газа в британском секторе Северного моря освоено \$ 358 млрд, а на нефтегазопромысловое обустройство месторождений и добычу 2369 млн м³ нефти и 747 млрд м³ газа в норвежском секторе – \$ 198 млрд [2]. Нефть и природный газ Северного моря добываются из песчаников девона (олдрэд), карбона, перми, триаса, юры, мела, палеоцена, эоцена и олигоцена, а также из писчего мела датского яруса палеоцена. Британский сектор уже дал 3561 млн м³ (3068 млн т) нефти и 351 млрд м³ газа. Остающиеся доказанные (извлекаемые) запасы здесь исчисляются

1445 млн м³ (1246 млн т) нефти и 212 млрд м³ газа, а те, которые предстоит открыть, – 740 млн т нефти и 108 млрд м³ газа.

В норвежском секторе Северного моря поиски нефти и газа начались в 1965 г. Первое промышленное нефтяное месторождение (Экуфиш; 205 млн т; писчий мел; P₁) открыто в 1971 г. К середине 1990-х гг., когда разработкой были охвачены и другие месторождения (Валгалл, Гульфаш, Код, Ольбушель, Статфюр, Уэст Экуфиш и Элдфиш) с начальными извлекаемыми запасами по 68 млн т нефти (например, Ольбушель) и даже 527 млн т нефти и 105 млрд м³ газа (Статфюр), уже добывалось более 90 млн т/год нефти с конденсатом и около 30 млрд м³/год природного газа из подсчитанных доказанных запасов более 2100 млн т нефти и 3100 млрд м³ газа. Считается, кроме того, что в норвежском секторе будет открыто еще не менее 1200 млн т нефти и 2800 млрд м³ газа. Более 60 % разрабатывающихся доказанных запасов нефти и газа Норвегии находятся в гигантских североморских месторождениях, открытых в 1970–1985 гг. [2, 3].

Пик морской нефтедобычи (1,033 млн т/сут) в британском секторе Северного моря был достигнут в 2000 г., а в норвежском (0,636 млн т/сут) – в 2001 г. Сейчас в обоих секторах происходит падение нефтедобычи. Пик морской газодобычи (240 млрд м³/год) в британском секторе Северного моря достигнут в 2007 г., в норвежском секторе (175 млрд м³/год) – в 2009 г. Капитализация морской нефтегазовой промышленности Северного моря, в целом, ранее определялась \$ 33 млрд/год, в 2001–2005 гг. – по \$ 30 млрд/год и в 2006 г. – \$ 40 млрд/год [2].

Северное море примечательно и наличием крупных запасов нефти в невероятных, казалось бы, для нее пластовых условиях. Так, в центральной части моря, где его глубина 80–92 м (британский Блок 22/30) в 130–221 км восточнее Абердина (Шотландия), разрабатываются с 1996–1997 гг. месторождения Джейд, Элгин/Франклин, Шируотер и Эрскин. В двух первых из них промышленные залежи газоконденсата, нефти и природного газа были вскрыты на глубине 5490–5764 м в юрских песчаниках при пластовом давлении 112 МПа и пластовой температуре более 200°C. Освоение 28 млрд м³ газа и 32 млн т нефти месторождения Шируотер и 12 млн т нефти месторождения Эрскин начиналось при пластовом давлении 98,3 МПа и пластовой температуре 340°C на глубине 4880 м [21]. Даже сейчас, 13 лет спустя, эксплуатационная скв. ЮЗ-08, добывающая нефть с глубины 4575 м в месторождении Шируотер, имеет забойную температуру 185°C [24]. Думается, что эти температуры и давления обязаны особенностям геологического строения и тепло-массопереноса в недрах Северноморского осадочного бассейна, являющегося интракратоническим рифтогеном и имеющим необычную историю возникновения и развития, что видно из нижеследующего.

В допермское время Западная Европа, Гренландия и Северная Америка представляли собой единый мегаблок континентальной земной коры. В перми здесь накапливались мощные красные континентальные песчаники (красный лежень или, по-немецки, ротлигендес), аргиллиты и глинистые сланцы, аккумуляция которых локально прерывалась седиментацией каменной соли и других эвапоритов, а также образованием спилитово-кератофировой формации. В триасе же возникли те силы растяжения, которые обусловили про-

должение прогибания осадочных бассейнов и образование рифтовых долин раздвигания. Развитие этого процесса закончилось тем, что Североамериканская, Гренландская и Европейская плиты отодвинулись друг от друга на огромные расстояния тогда, когда новая, океаническая, кора создала то, чем сейчас являются океанические впадины Северной Атлантики [3].

В разрезе нижней перми Североморского бассейна главными коллекторами нефти и газа являются следующие фациальные разновидности красного лежня: дюнные пески мощностью до 215 м, очень чистые кварцевые, пористостью 12–27 % и проницаемостью 0,1–1,3 пм²; пески типа «вади», глинистые, плохо отсортированные, пористостью 10–20 % и проницаемостью 0,001–0,1 пм²; междюнные пески «сабха», очень глинистые, пористостью 5–18 % и проницаемостью 0,001–0,01 пм², часто с большим содержанием каменной соли и ангидрита; флювиальные пески плотные, тонкозернистые, пористостью 2–10 % и проницаемостью 0,0001–0,001 пм² с мало мощными прослоями аргиллитов и глинистых сланцев.

В пермтриасовое время в самой глубокой части Северного моря, в тесной близости от его срединной линии-оси и того места, где ныне разрабатываются высокотемпературные месторождения Шируотер и Эрскин, возникла и развилась ограниченная разломами и простирающаяся с севера на юг осевая рифтовая долина (Центральный грабен и грабен Викинг). Это, по-видимому, именно та геотрещина, по которой отделились друг от друга Североамериканская и Европейская континентальные плиты. В юре грабен Викинг оставался одним из главных структурных и геодинамически активных элементов Североморского осадочного бассейна, и юра началась крупной морской трансгрессией, затопившей аллювиальные равнины триасовой суши в области Северного моря. В некоторых местах эта трансгрессия перемыла часть упомянутого аллювия и переотложила его в виде эрратического наносного плаща морских песков прибрежной полосы. На протяжении большей части раннеюрского времени впадина Северного моря и его сопределье на юге и западе были заняты морем, где отлагались аргиллиты и глинистые сланцы лейаса.

Устойчивое и постепенное прогибание происходило на всей площади Североморского бассейна, дно которого тогда представляло собой мозаику из горстов и грабенов. Седиментация илов вдоль продольной оси грабенов Центрального и Викинг продолжалась вплоть до средней юры включительно, но по краям Североморского бассейна отложения средней юры залегают на сводообразно выпуклой и полого срезанной стратиграфическим несогласием поверхности лейаса. Тогда же, в средней юре, сформировался вкрест простирающаяся значительная часть Северного моря и обширный покров преимущественно дельтовых песчаников, являющихся коллекторами нефти в гигантском (более 305 млн т) месторождении Brent и многих других североморских месторождениях нефти и газа как на шельфе, так и на континентальном склоне. Местами, например, на площади, где сейчас разрабатываются гигантские нефтяные месторождения Фотис (405 млн т) и Пайпер (170 млн т), средняя юра была периодом активного эффузивного вулканизма, когда извергались базальтовые лавы, давшие начало периферическим зонам развития пестроцветных вулканокластических песков. Средняя

юра закончилась новой фазой активных тектонических подвижек, после которой седиментация илов возобновилась и длилась на всем протяжении поздней юры. Иногда верхнеюрские аргиллиты и глинистые сланцы залегают на срезанных стратиграфическим несогласием более древних горных породах в сводовых частях горстов и по краям Североморского бассейна. В поздней юре отлагались и пески; по характеру своего развития локальные и линзовидные, они тесно ассоциируются с соседними дизъюнктивными эскарпами.

Юрские коллекторы нефти и газа залегают на трех стратиграфических уровнях – в рэте, байос-бате (средняя юра) и оксфорде-кимеридже (верхняя юра). Это пески морские, дельтово-платформенные, пески каналов-проливов, слюдистые, пески с тяжелыми минералами и базальные. Для их средне- и грубозернистых разностей пористость измеряется 20–35 %, область изменения проницаемости чрезвычайно широкая.

Рэтская трансгрессия распространялась вкост простирания Североморской впадины. По берегам этого наступающего моря трансгрессией были перемыты красные континентальные песчаники и глинистые сланцы триаса. Данные переотложенные пористые пески географически широко здесь распространены и образуют нижнюю коллекторскую зону в месторождении Brent. Правда, местами рэтский песок является дельтовым, например, в северо-восточной береговой части Шотландии он переслаивается с пластами каменных углей.

Главный юрский коллектор нефти и газа в Северном море – пески байос-батского возраста, из них добывается нефть в гигантских месторождениях Brent (305 млн т), Данлин (170 млн т), Тистл (135 млн т) и Хаттон (135 млн т) британского сектора моря. Средне- и верхнеюрские пески – продукт регрессивных циклов седиментации. В каждом этом цикле развивался вкост простирания области Северного моря комплекс дельт с флювиальными и угленосными отложениями, и в конце каждого регрессивного цикла осадконакопления Северное море перемещалось по поверхности прежних дельт, размывая, перерабатывая их и переотлагая перемытые мелко-водно-отмельные пески.

Петрофизика нефтегазовых коллекторских пород, образовавшихся в результате упомянутых процессов, тесно связана с фациями седиментации. Наиболее чистые, хорошо отсортированные, с самой высокой пористостью пески – это пески морских отмелей (банок). На втором месте по качеству емкостных свойств находятся высокопористые и высокопроницаемые пески, вскрытые бурением в каналах-протоках палеodelьт. Далее идут флювиальные пески, а самые плохие обнаружены в периферических зонах конусов выноса осадков турбидитными потоками. Правда, петрофизические свойства всех этих пород-коллекторов нефти и газа обуславливаются не только фациями седиментации, но и источником сноса. Юрские коллекторские пески образовались из разных источников сноса обломочного материала. Участки существовавшего ранее осадочного чехла дали хорошие и богатые кварцем пески, а площади с обнаженными породами кристаллического фундамента были источником отложения аркозовых неотсортированных песков, богатых полевым шпатом и слюдой. Среднеюрские вулканогенные породы претерпели быструю эрозию и генерировали хлоритовые вулканокластические отложения.

В продуктах упомянутых фаций седиментации самые высокие пористость и проницаемость установлены в протокварцевых-протокварцитовых песках. У аркозов наблюдаются меньшие пористость и проницаемость, а у вулканокластических песков – наименьшие. Постседиментационная цементация юрских песков-коллекторов нефти и газа очень слабо снизила их пористость, за исключением вулканокластических песков. Последние весьма неустойчивы химически, их обломочные зерна могут легко разрушаться и давать хлоритовую матрицу, что уменьшает первичную высокую седиментационную пористость. Когда имеются условия такого химического разложения обломочных зерен, вулканический песок не может дать хорошего коллектора нефти и газа, даже если песок и был отложен в виде чистой, хорошо отсортированной, пористой морской песчаной отмели.

Коллекторские пески верхней юры в подводных недрах Северного моря также являются продуктом продвижения дельты в бассейн, после чего наступила морская трансгрессия. В этой толще есть все флювиальные, дельтовые и мелководно-отмельные песчаные фации. Пористость и проницаемость верхнеюрских коллекторских песков также оказываются функцией фациального облика процесса их седиментации и происхождения обломочного материала. Именно этого возраста (оксфорд/кимеридж) коллектор нефти в гигантском (170 млн т) месторождении Пайпер британского сектора моря, где этот коллектор имеет вид 76-метровой толщи из мелководно-отмельных песков.

Известняки маастрихта и перекрывающий их писчий мел датского яруса широко развиты в подводных недрах Северного моря, и на многих его участках в них найдены промышленные залежи нефти и газа в экономических морских зонах Дании, Норвегии и Соединенного Королевства. Среди них – норвежские газо- и нефтяные гиганты Ольбушель (68 млн т), Турфельт (70 млн т), Удин (67,5 млн т), Уэст Экуфиш (71 млн т нефти и 75 млрд м³ газа), Эдда (69 млн т нефти), Экуфиш (205 млн т нефти и 100 млрд м³ газа), Элдфиш (135 млн т нефти), британско/норвежский газовый гигант (300 млрд м³) Фриг и негигантские нефтяные и газовые месторождения датского сектора Северного моря, в том числе месторождение Дан (6 млн т нефти и 21 млрд м³ природного газа). В британском секторе бурением выявлены в верхнемеловых известняках и иногда в песчаниках крупные скопления тяжелой, вязкой нефти, однако попытки получить из них существенную нефтегазодобычу окончились неудачей, несмотря на использование нескольких программ весьма дорогой стимуляции и опробования верхнемеловых залежей.

Верхнемеловые нефтегазоносные породы месторождения Экуфиш – это меловидный известняк, содержащий очень небольшое количество кремнистого цемента, без примеси глинистых сланцев. Он имеет пористость до 45 %, а проницаемость матрицы менее 0,001 см². Правда, локальные системы волосных трещин, наличие мостовидных структур и выщелачивание значительно увеличивают проницаемость этого известнякового коллектора и, следовательно, дебит нефтегазовых скважин. Например, эксплуатационные скважины, пробуренные в районе месторождений Экуфиш/Элдфиш, имели начальные дебиты нефти до 1400–2000 т/сут. В британском секторе Северного моря

и обычно на большинстве разбуренных структур отложения различных частей толщи мелового возраста стратиграфически несогласно залегают на отдельных частях юрской осадочной толщи. Это указывает, что подвижки многих дизъюнктивных блоков имели место на всем протяжении поздней юры и раннего мела, когда происходило и синхронное с седиментацией уменьшение мощности пород, отлагавшихся на сводах локальных поднятий.

Последний мегацикл седиментации в Североморском бассейне начался в палеоцене/эоцене, длится до настоящего времени и представлен главным образом кластитами с прослоями каменных углей и горизонтами вулканических туфов. Начало третичного времени здесь было и периодом британско-исландского вулканизма, отраженного появлением в разрезе нескольких горизонтов палеоценовых и эоценовых туфов, которые являются опорными сейсмогоризонтами, реперами и маркерами. В разрезе третичной толщи британского сектора Северного моря наиболее известные гигантские месторождения нефти – Морин (68 млн т), Монтроз (68 млн т) и Фотис (405 млн т), где нефть добывают из песчаников палеоцена/эоцена.

Нефть и природный газ все открывались и открывались в британском, голландском, датском и норвежском секторах Северного моря, а в западногерманском разведка нефти и газа была долгие годы безуспешной: обнаруживались крупные залежи газа, но это был азот. Сейчас горючий газ и нефть найдены и здесь. Так, скв. 1-6-А, пробуренная в середине линии, мысленно соединяющей месторождения Дан и Агилл, дала при ее испытании в колонне фонтанный приток метана, а не азота, как ранее, из красного лежня нижней перми. Дебит фонтана измерялся 762 тыс. м³/сут. К 1975 г. на североморском шельфе ФРГ было пробурено 18 скважин на нефть и открыто четыре полупромышленных и одно крупное (60 млн т нефти) месторождение нефти Миттельплатте. Оно – в зоне приливов-отливов, на искусственном острове, с которого пробурено 15 скважин. В 2002 г. Миттельплатте давало 1 млн т/год нефти, ранее – 800 тыс. т/год, а с 2003 года – 1,4 млн т/год.

Благодаря сейсморазведке, другим геофизическим исследованиям и бурению, о глубинной тектонике Североморского бассейна стало известно следующее. На региональном профиле через газовые месторождения Хьюит (126 млрд м³), Леман Бэнк (360 млрд м³) и Индифейтигейбл (270 млрд м³) на юго-западе (британский сектор моря) до нефтяного месторождения Ф-18 на северо-востоке (голландский сектор моря) весь слой красного лежня, погружающийся в северо-восточном направлении к глубокому грабену, в котором находится месторождение Ф-18, расчленен простирающимися с северо-запада на юго-восток региональными сбросами на 15 тектонических ступеней-блоков. Некоторые из сбросов затухают в соленосной толще галокинезированной цехштейна с его 10-ю соляными антиклиналями и соляным столбовидным диапиром протыкания, а другие заканчиваются в толще триаса. Очень глубокий грабен Ф-18 окаймлен крупными глубокими сбросами, содержит четыре ступеневидных пологих блока красного лежня и галокинезированную каменную соль цехштейна в виде трех очень высоких свечобразных соляных диапиров протыкания, оканчивающихся либо в юре, либо в отложениях мелового возраста. Далее на северо-восток выяв-

лены только два пологих дизъюнктивных блока, сложенных красным лежнем, и две антиклинали из соли цехштейна. Этот профиль с соляной тектоникой и дизъюнктивными дислокациями характерен для южной части (Английский суббассейн) Североморского бассейна.

На геотраверсе такого же простирания, как и предыдущий, но параллельно ему и севернее, прослеживаясь от суши Соединенного Королевства через североморские месторождения Ок, Джозефин, Экуфиш и далее до побережья Норвегии, характерно наличие и упомянутых дизъюнктивных блоков (грабенов и горстов) красного лежня, и всегда столбовидных соледиапиров протыкания, оканчивающихся либо в отложениях триаса, либо в верхнем мелу, либо в третичной осадочной толще. Ешл севернее, на геотраверсе, идущем с запад-юго-запада на восток-северо-восток от Шетландских овов до побережья Норвегии через британские морские месторождения – нефтяные гиганты Корморант (101 млн т), Хаттон (135 млн т) и Brent (304 млн т), глубинная тектоника совершенно иная. Самыми древними здесь отложениями являются триасовые и юрские, лежащие на кристаллическом фундаменте (КФ). Очень крупными (по амплитуде смещения) и глубоко секущими сбросами, оканчивающимися на поверхности стратиграфического и углового несогласия юра-мел, КФ разделен на 10 наклонных ступеней–дизъюнктивных блоков. Первый, прилегающий с востока к о-ву Шетланд и самый крупный, полого наклонен на восток, перекрыт третичными отложениями, а на восточном крае ограничен почти вертикальным и очень крупным по амплитуде смещения сбросом, простирающимся с юг-юго-запада на север-северо-восток. Восточнее этого сброса докембрийское кристаллическое днище (КФ) Североморского бассейна состоит из четырех наклоненных на запад-юго-запад горстов, где на КФ залегают отложения триаса и юры, с угловым и стратиграфическим несогласием плащевидно перекрытые отложениями мелового возраста. Восточнее – центральный, очень глубокий грабен Викинг, заполненный отложениями мела, юры и триаса. Последний лежит на КФ. Еще восточнее имеются пять (по КФ) горстов, отделенных друг от друга почти вертикальными сбросами. Эти горсты наклонены на восток, а сбросы, идущие из КФ, оканчиваются на поверхности стратиграфического и углового несогласия между юрой и мелом [3, 39].

Особенностью Североморской газонефтяной провинции является большое разнообразие ловушек нефти и газа. Их гигантские залежи содержатся в простых антиклиналях, в разбитых разломами антиклиналях, соледиапирах, складчато-дизъюнктивных и дизъюнктивных блоках, литологически и стратиграфически ограниченных ловушках. Единственно чего здесь нет и с чем обычно бывают связаны гигантские залежи нефти и газа – это простой карбонатный риф. Гигантские скопления нефти и газа в красном лежне Североморского бассейна приурочены и к ненарушенным, и нарушенным разломами соляным куполам и соледиапирам. В юрских отложениях ловушки с гигантскими залежами нефти – это наклонные тектонические блоки (блоки растяжения), чехол на погребенных структурах, разбитые разломами антиклинали, горсты и песчаные тела – валы, насыпи или отдели у дизъюнктивного эскарпа. Фациальные изменения, одновременные с седиментацией, уменьшение мощности пластов и горизонтов, а также их

размыв встречаются на различных стратиграфических уровнях: на границе стефанский ярус-красный лежень, кейпер-лейас, в середине мальма, на границе маастрихт-палеоцен, эоцен-олигоцен, олигоцен-миоцен и миоцен-плиоплейстоцен. Это свидетельствует, что рост структур-поднятий происходил на всем протяжении геологического времени от самого позднего карбона до плиоплейстоцена.

Из двух главных разновидностей дизъюнктивных нефтегазовых ловушек в юрских отложениях одна – строго структурная. В ней осадочная толща смята в пологую антиклиналь, рассеченную на обоих крыльях нормальными сбросами. Другая – это наклоненный горст, юрская нефтегазонасная толща которого срезана стратиграфическим и угловым несогласием раннемелового возраста. Таким образом, эти ловушки обусловлены, по существу, комбинацией структурного и стратиграфического экранов. Именно к этим ловушкам приурочены гигантские нефтяные залежи месторождений Brent, Cormorant, Piper и Hatton.

Интересно и важно отметить, что мощность юрского коллектора не всегда прямо пропорциональна высоте структурного поднятия. Иначе говоря, коллекторская толща может присутствовать в его своде и отсутствовать вниз по падению от свода. Это установлено, например, в месторождении нефти Piper, где юрский коллекторский песок полностью выпал из разреза на более крутом и разбитом сбросом крыле структуры-поднятия. Одним из вероятных объяснением этого может быть прерывисто-ритмичная миграция главной плоскости дизъюнктивной подвижки в сторону свода, когда эта складка развивалась во времени. Залежи нефти в юрских отложениях имеются и в песках, образующих насыпь или вал, оторочивающий крупный сброс и состоящий из песков, отложенных в канале турбидным потоком и синхронных движению по сбросу, как, например, в гигантском месторождении Хелмсдейл.

Юрские коллекторы обычно срезаны размывом, а содержащие их структуры-поднятия часто не запечатывались непроницаемой породой-покрышкой до тех пор, пока она, будучи, например, мелового возраста, не отложилась на этих юрских породах. Нефтегазонакопление в отложениях маастрихта и писчем мелу датского яруса палеоцена происходило в пологих антиклиналях, иногда осложненных разломами, или в куполах, возникших над глубинными соледиапирами. Что касается условий залегания нефти и газа в палеоцен-олигоценовых отложениях, то они обычно встречаются в антиклиналях, образовавшихся либо под влиянием роста каких-то глубинных соледиапиров, еще не вскрытых скважинами, либо под влиянием воздымания горстовидных выступов КФ и его наклонных дизъюнктивных блоков [3, 39].

Промышленно нефтегазонасен континентальный склон Европы в Северном море только в его норвежском секторе, где к началу 2004 г. разрабатывались или ожидали разработки глубоководные (300–340 м) месторождения Agat, Vigdis, Vizund, Gamma, Snorre, Snorre-Bi, Trull и Shuld. Самым северным (61°38,5' с.ш.; 3°50' в.д.) из них пока является глубоководное газовое месторождение Agat. Оно расположено 70 км западнее норвежского побережья, имеет крупные запасы природного газа, но временно не разрабатывается [1].

Между 60°30' и 61°30' с.ш. дают нефтегазодобычу газонефтяные глубоководные месторождения Снорре и Снорре-Би (примерно 85 км юго-западнее месторождения Агат и 155 км мористее побережья Норвегии), нефтяное Вигдис (6 км юго-восточнее Снорре) и газонефтяное Визунд (5 км южнее Снорре). Далее на юг разрабатываются месторождения Гамма, Трулль и Шюльд. Первое из них – нефтяное. Оно находится 50 км восточнее британского месторождения нефти Brent и 145 км западнее устья знаменитого норвежского фьорда Согне. Сверхгигантское нефтегазовое месторождение Трулль открыто 80 км запад-северо-западнее Бергена. Нефтяное месторождение Шюльд, располагающееся между месторождениями Гамма и Трулль, с 1987 г. дает нефтедобычу при использовании в нем плавучих платформ (ПП) и подводных систем (ПС) из донных устьев скважин, донных манифольдов, нефтепроводов, райзеров, контрольно-измерительных и регуляторно-управляющих телеавтоматических и электрических сетей [15, 33, 34].

Месторождение Вигдис с извлекаемыми запасами нефти 25 млн т введено в 1997 г. в разработку с ПП и ПС стоимостью \$ 800 млн. Из юрских песчаников на глубине 2681–2710 м здесь семь скважин в 2002 г. суммарно добывали фонтанным способом 10 055 м³/сут нефти плотностью 709 кг/м³.

С лета 1998 г. из тех же песчаников три скважины месторождения Визунд, где Северное море имеет глубину 308 м, начали давать суммарно 6 950 м³/сут нефти плотностью 855 кг/м³ с глубины 2898–3000 м. Визунд – гигантское месторождение. Его начальные извлекаемые запасы были равны 51 млрд м³ газа и 40,5 млн т нефти. В 2009 г. здесь были уже 22 скважины, в том числе 12 нефтяных, семь газонагнетательных и три водонагнетательных скважины с 26-ю райзерами длиной по 800 м. Освоение этого месторождения обошлось в \$ 1,9 млрд.

В 1979 г. на западной границе грабена Викинг открыто гигантское (152 млн т нефти и 10 млрд м³ газа) месторождение Снорре. Оно находится в структурно-стратиграфической нефтегазовой ловушке, где нефть плотностью 709 кг/м³ и газ залегают во флювиальных триасовых песчаниках Лунде и триас-юрских песчаниках Статфюр крупного дизъюнктивного блока, наклоненного на запад и срезанного палеоэрозией. У песчаников проницаемость равна 2 пм² в верхней части свиты Статфюр и 0,125–0,380 пм² – у залегающих ниже песчаников свиты Лунде. Обе эти толщи песчаников срезаны киммерийским угловым и стратиграфическим несогласием и перекрыты аргиллитами и глинистыми сланцами. 75 % запасов нефти и газа сосредоточены в песчаниках Лунде. Разработка здесь началась в 1987 г., и в 2002 г. это месторождение давало суммарно 2 714 м³/сут нефти из 18 скважин, связанных ПС с ПП. Водо-нефтяной контакт (ВНК) залегают на глубине 2561 м на своде и 2599 м в западной части месторождения. Рядом тремя скважинами разведано глубоководное же месторождение Снорре-Би, содержащее природный газ и нефть плотностью 709 кг/м³ в тех же песчаниках на глубине 2715 м, но пока не введенное в разработку.

Сверхгигантское глубоководное (305 м) месторождение Трулль открыто в 1979 году скв. 1-2/31, пробуренной на своде структуры, которая содержала начальные геологические запасы 1,670 трлн м³ газа и 547 млн т нефти в трех дизъюнктивных горст-блоках, наклоненных на восток и пере-

крытых глинами верхней юры – палеоцена. Коллекторами нефти и газа служат юрские рыхлые пески, песчаники и алевроиты Согнефюр, Феншфюр и Хизер группы Викинг с пористостью 35 % и проницаемостью 2–3 м^2 . Прослоев глин и глинистых сланцев в этой продуктивной толще нет. Извлекаемые запасы Трулля равны 1,3 трлн м^3 газа, 32 млн т конденсата и 204 млн т нефти. Они сосредоточены в одной, единой по вертикали, массивной залежи с водонапорным режимом, а по горизонтали – в трех дизъюнктивно обособленных, но гидродинамически сообщающихся блоках – Восточном Трулле, Западном Газовом Трулле и Западном Нефтяном Трулле. В первом из них газовая залежь толщиной 250 м имеет фрагментарную нефтяную оторочку толщиной 0–4 м, во втором выявлена газовая залежь толщиной до 210 м с нефтяной оторочкой толщиной 12–13 м, а в третьем – нефтяная залежь толщиной 28 м с газовой «шапкой» высотой 43 м.

В Трулле газ добывается с 1991 г., нефть – с 1995 г., эксплуатируются 40 газовых и 79 нефтяных скважин. Последние в 2002 г. суммарно фонтанировали 55 185 $\text{м}^3/\text{сут}$ нефти плотностью 890 $\text{кг}/\text{м}^3$. Разработка запасов газа осуществляется скважинами двух концентрических рядов в присводовой части залежи. На ее своде пробурена только одна скважина. Она – наблюдательная. Забои газодобывающих скважин расположены в верхней части газовой залежи, и это позволяет производить отбор газа как-будто бы из одной «сверхскважины» с дебитом от 40 до 120 млн $\text{м}^3/\text{сут}$.

В Северном море глубиной 305 м установлены на морское дно три неплавучих платформы (НП). Первая была самой тяжелой полупогружной НП, установленной в 1995 г. Высота ее на четырех железобетонных «ногах» - трубах равна 430 м, масса – 1,05 млн т. Эта НП с 8-этажным жилым комплексом, буровыми станками, вышкой, подъемными кранами буксировалась в ее вертикальном положении и таком, готовом к работе, виде из верфи в одном из норвежских фьордов до места установки в Западном Газовом Трулле. Она до сих пор является и самым крупным в мире объектом, когда-либо передвигавшемся по морю буксирами на большое расстояние. С 1996 г. газодобычу из Трулля транспортировали по подводному газопроводу в Норвегию, позднее по подводному газопроводу «Зеепайп» в Бельгию, а затем по подводному газопроводу «Статпайп/Норпайп» газ Трулля пошел в другие страны Западной Европы и будет снабжать ее до 2052 г. [1].

«Дикая кошка» – скв. 34/10-48-С, пробуренная с платформы «Гуллфаш-Си» в норвежском секторе Северного моря глубиной 217 м, открыла в 2004 г. нефтяное месторождение Топас 3 км северо-восточнее месторождения Гуллфаш и 5 км южнее нефтяного месторождения Визунд. Эта скважина отдаленного достижения общей длиной 7393 м имеет забой на глубине 2849 м и встретила нефть в песках средней юры и верхнего триаса. «Статойл», сделавшая это открытие, начнет с помощью инфраструктуры месторождения Гуллфаш пробную эксплуатацию этой скважины, чтобы определить размер и промышленную ценность месторождения Топас [30].

В 2010 г. «Газ де Франс» станет прорабом (30 % интереса) в разработке газонефтяного месторождения Гьоа, которое планируется ввести в действие в прибрежье западной Норвегии на глубине 380 м. Подсчитанные в 1989 г. извлекаемые запасы – 40 млрд м^3 газа и 13,2 млн м^3 нефти с кон-

денсатом [32]. Пик нефтегазодобычи (7950 м³/сут и 9,912 млн м³/сут газа) [25] ожидается в 2010 г., когда его сосед, месторождение Вега, после установки двух подводно-донных в нём плит вводится в разработку и подключается к газонефтедобывной инфраструктуре Гьоа. «Норск Хидру» в 2007 г. открыла в Блоке 6407/7 Северного моря глубоководной (334 м) скв. 7-7-С/6407, пробуренной на глубину 3648 м, пока безымянное газоконденсатное месторождение и оценила его извлекаемые запасы до 6 млрд м³ газа и 2,55 млн м³ конденсата [5]. «БГ Норге» подтвердила в 2008 г. свое сделанное ранее открытие месторождения Ёрдбер в Блоке 34/3 норвежского сектора Северного моря скв. 34/3-1-S, расположенной северо-восточнее месторождения Снорре в море глубиной 409 м. Глубина этой скважины 4060 м, нефтегазодобывная зона – в юрских песках. Прораб – «БГ» (45 % интереса), партнеры – «Идемицу Петролеум Норуэй» (25 %), «Ревус Энерджи» (20 %) и «РВЕ Деа Норге» (10 %) [6, 7].

«Статойл Хидру» закончила в 2009 г. освоение своей оценочной скв. 34/8-14-A в нефтегазовом месторождении Пан/Пандора (южнее месторождения Визунд) в норвежском секторе Северного моря, в Блоке 34/8. Эта скважина пробурена в море глубиной 292 м до забоя на глубине 3046 м, подтвердив наличие слоя газа толщиной 53 м и слоя нефти толщиной 8 м в песчаниках группы Brent. В 2009 году скв. 34/8-14-S, принадлежащая «Статойл Хидру», имеющая забой на глубине 3079 м, также вскрыла слой нефти и газа толщиной 60 м в песчаниках средней юры месторождения Пан/Пандора [8].

Находящееся у южного конца норвежского сектора Северного моря, 200 км западнее Ставангера, нефтегазовое месторождение Вольве вступило в разработку в октябре 2008 г. Его извлекаемые запасы равны 11 млн т нефти и 1,5 млрд м³ газа. На пике нефтедобычи Вольве будет давать 8 тыс. м³/сут нефти плотностью 877 кг/м³. Эта нефть, содержащая 8,8 мас. % парафина и 1,7 % серы, 1,2 г/т натрия, 28 г/т ванадия и 4,2 г/т никеля, имеет следующий фракционный состав.

До 65°C (пентаны) выкипают 3,26 об. % с плотностью 645 кг/м³, меркаптановой серой (МС) < 3 г/т, н-парафинами (НП) 57,3 об. %, изопарафинами (ИП) 34,7 %, нафтенами (Н) 6,3 % и аренами (А) 1,7 об. %. В интервале 65–90°C выкипают 3,30 об. % с плотностью 716 кг/м³, сернистостью < 0,001 мас. %, МС < 3 г/т. В этой фракции имеются 34,1 об. % НП, 27,1 % ИП, 28,9 Н, 9,9 об. % А (в т.ч. 8,6 об. % С₆Н₆). При 90–150°C отгоняются 9,18 об. % с плотностью 754 кг/м³, сернистостью 0,002 мас. % и МС < 3 г/т. Этот погон состоит из 25,1 об. % НП, 24,9 % ИП, 34,1 % Н и 15,9 об. % А, в т.ч. 1,1 об. % бензола. В интервале 150–180°C выкипают 4,76 об. %. Эта фракция имеет плотность 782 кг/м³, сернистость 0,039 мас. %, МС < 3 г/т и состоит из 22,2 об. % НП, 27,7 ИП, 30,6 % Н и 19,4 об. % А. При 180–240°C отгоняются 9,14 об. % с плотностью 812 кг/м³, сернистостью 0,213 мас. % и МС < 3 г/т. Этот погон состоит на 23,2 мас. % из моноаренов, 3,5 % диаренов, < 0,1 % полициклических аренов и 2,32 об. % нафталинов. В интервале 240–320°C получают 14,54 об. % погона плотностью 848 кг/м³ и сернистостью 0,937 мас. %. В нлм присутствуют моноарены (22,9 мас. %), диарены (10,9 мас. %) и полициклические арены (0,2 мас. %). При 320–375°C отгоняются 8,94 об. % с плотностью 883 кг/м³ и сернистостью 1,79 мас. %. В со-

ставе этого погона имеются арены (41,8 мас. %), в т.ч. моноарены (26,1 мас. %) диарены (13,5 %) и полициклические арены (2,2 мас. %). В интервале 375–420°C выкипают 5,65 об. % с плотностью 911 кг/м³ и сернистостью 2,03 мас. %. В этом погоне имеются < 0,1 г/т V и < 0,1 г/т Ni. При 420–525°C получают 16,96 об. % с плотностью 931 кг/м³, сернистостью 2,25 мас. %, < 0,1 г/т V и < 0,1 г/т Ni, а при более 525°C отгоняются 22,84 об. % с плотностью 1002,3 кг/м³, сернистостью 3,25 мас. %, с 1,6 мас. % асфальтенов, 110 г/т V и 16 г/т Ni [7].

В 2009 году «СтатойлХидру» открыла небольшое глубоководное (290 м) нефтяное месторождение Вигдис Северо-Восточное в норвежском секторе Северного моря, пробуравив в его Блоке 34/8 скважину, которая вскрыла песчаники нижней юры с нефтяным в них слоем толщиной 280 м и запасами около 3,4 млн т нефти возле нефтяных месторождений Статфюр и Снорре. «СтатойлХидру» рассматривает сейчас возможности и условия подключения глубоководного (381 м) нефтяного месторождения Титан к нефтедобывной системе североморского же месторождения Визунд, которое дает нефть и газ на ПП в 10 км южнее Северного Визунд. Титан открыто поисковыми скв. 34/8-13-А и 34/8-13-С, его извлекаемые запасы оцениваются от 0,767 млн до 1,712 млн т нефти. Вертикальная скв. 34/8-13-А глубиной 3100 м имеет забой в юрской формации Статфюр, вскрыла небольшой слой нефти в верхнеюрских песках; подстилающие их пески группы Brent оказались водоносными. Скв. 34/8-13-С, пробуренная 2,7 км юго-восточнее также вертикальная. Ел глубина 3258 м, забой – в юрских отложениях группы Хегре. Эта скважина обнаружила нефть в юрских песках Brent.

В общем, здесь, на континентальном склоне Европы, в норвежском секторе Северного моря глубиной 217–409 м, выявлено 18 газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Их начальные извлекаемые запасы исчисляются 500,85 млн т нефти, 34,55 млн т конденсата плотностью 709–890 кг/м³ и 1472,5 млрд м³ природного газа в песках и песчаниках юры и триаса (табл. 1), откуда первые скважины глубиной 2599–4060 м фонтанировали индивидуально по 700–2377 м³/сут нефти или по 1–3 млн м³/сут природного газа. На долю двух гигантских (Визунд и Снорре) месторождений и одного сверхгигантского (Трулль) приходится 428,5 млн т нефти и 1361 млрд м³ газа, т.е. соответственно более 80 % упомянутых суммарных запасов нефти и более 92 % запасов газа.

Норвежское море. Североморский бассейн внезапно оканчивается на 62° с.ш. резким погружением дна Северного моря в пучину глубиной более 900 м, хотя осадочные толщи и седиментационные впадины продолжают далеко на север, в Норвежское море. Частично это было известно еще до бурения там глубоководных нефтегазопроисловых скважин: на норвежском побережье у обнажений докембрийских и нижнепалеозойских изверженных и метаморфических кристаллических горных пород встречались, например, у фьорда Тронхейм ледниковые «экзотические» валуны и глыбы осадочных пород, коррелирующихся со среднеюрскими дельтовыми породами из Йоркшира Соединенного Королевства, а на о-ве Андоя, что в северной части Лофотенских о-вов, имеется тектонически сложная и мощная (610 м) «вкладка» из верхнеюрских и нижнемеловых отложений с камен-

Таблица 1

Газовые (г) и нефтяные (н) месторождения в песках и песчаниках юры и триаса на континентальном склоне Европы в Северном море глубиной 217-409 м

№ пп.	Месторождение и страна	Год открытия	Глубина моря, м	Начал. извлекаемые запасы		Глубина залегания нефти (газа), м	Возраст газонефтеносного песка (песчаника)
				нефть, млн т	газ, млрд м ³		
1	Алве (г), Норвегия	1982	300	–	21,0	3112	Юра
2	Безымянное (гн), - « -	2007	334	2,55	6,0	3648	- « -
3	Вега (гн), - « -	1989	360	–	–	3200	- « -
4	Вигдис (н), - « -	1989	340	25,0	–	2710	- « -
5	Вигдис Северовосточное (н), - « -	2009	290	–	–	2810	- « -
6	Визунд (гн), - « -	1986	308	40,5	51,0	3000	- « -
7	Визунд Северное (гн), - « -	2009	300	–	–	3012	- « -
8	Вольве (гн), - « -	2005	312	14,0	1,5	2892	- « -
9	Гамма (н), - « -	1985	340	1,0	–	3050	- « -
10	Гья (гн), - « -	1989	380	11,4	40,0	3200	- « -
11	Ёрдбер (н), - « -	2007	409	2,7	–	4060	- « -
12	Пан/Пандора (гн), - « -	2009	292	1,0	1,0	3046	- « -
13	Снорре (гн), - « -	1979	300	152,0	10,0	2599	Триас, Юра
14	Снорре-Би (гн), - « -	1980	320	1,0	1,0	2715	- « -
15	Титан (н), - « -	2009	381	1,7	–	3258	В. Юра
16	Топас (гн), - « -	2004	217	11,0	40,0	2849	В.Триас, ср.Юра
17	Труль (гн), - « -	1979	305	236,0	1300,0	3206	Юра
18	Шюльд (гн), - « -	1976	300	1,0	1,0	3010	- « -
Всего: 500,85 млн т нефти, 1472,5 млрд м ³ газа и 34,55 млн т газоконденсата							

Примечание: прочерк в таблице – отсутствие данных

ным углем и следами природной нефти. Грабен Викинг также продолжается на север, в Норвежское море, захватывая его глубоководный бассейн Воринг, а также глубоководный осадочный бассейн Мьоре, простирающийся на запад в Западношотландский (Поркьюпайнский) тоже глубоководный (более 300 м) осадочный бассейн.

Вопросы о природе и структуре падающих в сторону океана рефлекторов вдоль этой пассивной окраины и палеоокеанографических изменениях, происходивших при образовании и развитии Норвежско-Гренландского моря поставили три скважины, пробуренные профилем через плато Воринг в акватории Норвегии. Раннеэоценовый вулканизм продуцировал толщу в 760 м переслаивающихся толеитовых базальтов и вулканокластиков (скв. 642). Изменения скоростей и плотностей между переслаивающимися горизонтами и между тонкими и средними по мощности базальтовыми потоками обуславливают появление дивергентных, падающих в сторону моря, отражающих сейсмогоризонтов. Эта толща перекрывает андезитовые серии, которые интерпретируются в качестве внедренных на самой последней стадии континентального рифтинга.

Вулканиды нижнего эоцена внедрялись субаэрально, а переслаивающиеся отложения отражают прибрежные фации в скв. 642. Керны осадков нижнего- среднего эоцена, отобранные в скв. 643 у подножия плато Воринг, содержат глубоководную фауну. Контрастирующая фауна между скв. 642 и 643 предполагает вертикальный набор, существовавший вдоль этого края после его начального оформления. Олигоцен отражает ограниченный бассейн, который дал путь интенсивной донной циркуляции, уменьшенной седиментации карбонатов и апвеллингу в среднем миоцене (13,5 млн. лет). Обнаружено, что в самом позднем миоцене были тепловодные условия, а в плиоцене происходило значительное их охлаждение. Преобладающе терригенный снос осадков на эту площадь имеет возраст около 4,3 млн. лет, свидетельствуя о влиянии гляциальных условий. В остальной части разреза видны межледниковые и ледниковые условия седиментации [37].

Что касается коллекторских свойств нефтегазоносных пород, диагенез не был разрушительным, и связь пористости с глубиной похожа на выявленную в Северном море.

Развитие нормальных и конседиментационных сбросов в триасе и ранней юре кульминировало в главную киммерийскую (докелловейскую) фазу тектогенеза, которая результировалась в обширном развитии горстов и грабенов с последующей эрозией структурных выступов. Верхняя юра состоит из морских аргиллитов.

В подошве меловой толщи развито региональное (позднекиммерийское) несогласие, перекрытое морскими аргиллитами, мергелями и небольшим количеством известняков мела без коллекторов. Дифференциальное прогибание создало главные платформы и бассейны. В результате этого мощность толщи мелового возраста изменяется от нуля до 3 км с главным центром седиментации во внешней части шельфа.

Третичное время представляет собой период эпейрогенического прогибания, приводящего к быстрому отложению морских кластических осадков. Продвижение в северном направлении Североатлантического рифта видно по седиментационной летописи в виде серии пластов туфа в пределах верхнего палеоцена – нижнего эоцена. Вдоль берега было сформировано вулканическое поднятие. Когда континентальные склон и шельф прогибались, «плотины» из гляциальных отложений, развитые в направлении к суше от внешнего выступа-поднятия, создали плато Воринг. Происходила реактивизация древних зон сбросов, и имеется свидетельство в пользу образования сдвигов и складчатости, особенно на северном участке региона [1–3, 39].

К 2004 г. на континентальном склоне Европы в Норвежском море было открыто Норвегией более 30 глубоководных месторождений нефти (н), газа (г) и газоконденсата (гк), в том числе 2 газовых, 5 газоконденсатных, 7 нефтегазовых и 17 нефтяных, промышленные запасы которых находятся в песчаниках мела, юры и триаса. Этими месторождениями являются: Белла Донна (г), Восточное Норне (н), Дройген (н, $64^{\circ}15'2'' - 64^{\circ}25'2''$ с.ш., $7^{\circ}50'2''$ в.д.), Коллет (гк), Кристин (гк), Лавранс (н), Мидгард (гн, $64^{\circ}55'2'' - 65^{\circ}06'2''$ с.ш., $7^{\circ}30'2''$ в.д.), Миккель (н, $64^{\circ}37'2'' - 64^{\circ}43'2''$ с.ш., $7^{\circ}40'2''$ в.д.), Морвин (н), Норне (гн, 66° с.ш., 8° в.д.), Ньорд (гн, $64^{\circ}15'2''$ с.ш., $7^{\circ}10'2''$ в.д.), Свале (н), Северное Тириханс (н,

64°50′ – 64°55′ с.ш., 7°03′ в.д.), Скарв (гн), Смorbук (гн, 65°00′ – 65°13′ с.ш., 6°35′ – 7°00′ в.д.), Стър (н), Трестак (н, 64°50′ – 64°53′ с.ш., 6°50′ в.д.), Урман Ланге (гк), Фальк (н), Фангст-Си (г), Фрам (гн), Хансен (н), Хейдрун (н, 65°17′ с.ш., 7°20′ в.д.), Хелланд (н), Эрланд (гк), Южное Смorbук (гн, 65°00′ – 65°03′ с.ш., 7°00′ в.д.), Южное Тириханс (н, 64°47′ с.ш., 7°00′ в.д.), а также четыре безымянных, открытых соответственно скв. 6406/2-6 (гк), 6506/2-11 (н), 6507/7-13 (н) и 6607/2-2 (н) [1].

Готовятся к вводу в разработку нефтяные месторождения Хансен и Хелланд – в Норвежском море глубиной 600–900 м, в прибрежье средней части Норвегии. Запасы этих двух месторождений осадочного бассейна Воринг ещё не опубликованы, но известно, что они залегают в юрских песчаниках и способны обеспечить начальную нефтедобычу, равную 2 740 т/сут для каждой скважины с горизонтальными призабойными стволами длиной по 600–900 м. Таких скважин уже 20, и они посредством ПС связываются с ПП и другими заякоренными плавсредствами по сбору, хранению и отгрузке нефтедобычи на челночные танкеры. Осваивается глубоководное (800–1000 м) газоконденсатное гигантское месторождение Урман Ланге, открытое 100 км мористее норвежского побережья и содержащее 375 млрд м³ природного газа и 18 млн т газоконденсата в юрских песчаниках на глубине 2700–3000 м. С 2007 г. газодобыча из Урман Ланге идет на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) возле Ныхамна (Норвегия), оттуда к НП североморского месторождения Слейпнер, а далее по подводному газопроводу «Лангелад» – в Соединенное Королевство и Западную Европу, снабжая их природным газом на 30–40 лет. 2010 год в Урман Ланге – это год выхода на максимальную добычу, равную 20 млрд м³/год, т.е. около 20 % всей газодобычи Норвегии.

На континентальном склоне Европы в Норвежском море Норвегией пробурена разведочная скважина глубиной 5000 м с целью оценки газоконденсатности северной части глубоководного месторождения Эрланд. Кристин, Эрланд и два соседних глубоководных месторождения Лавранс и Скарв совокупно содержат 140 млрд м³ газа и 56 млн т нефти с конденсатом. Газ и конденсат этих четырёх глубоководных месторождений залегают в песчаниках нижней и средней юры. Севернее месторождения Кристин в 2001 г. выявлено месторождение Морвин с лёгкой нефтью в юрских песчаниках.

Месторождение Фрам в юрских песчаниках содержит 14,5 млн т нефти и 13 млрд м³ природного газа. Скв. 6507/3-3 вскрыла в юрских песчаниках три промышленно газоносных зоны и, таким образом, открыла газовое месторождение Фангст-Си, а скв. 6406/2-6 и 6507/7-13, пробуренные западнее глубоководного месторождения Лавранс и севернее глубоководного Хейдрун, выявили в среднеюрских песчаниках одно газоконденсатное и одно нефтяное глубоководные пока безымянные месторождения.

Север-северо-западнее месторождения Хейдрун найдено в 2000 г. и разведано гигантское глубоководное месторождение Белла Донна. Его запасы природного газа, равные 99 млрд м³, находятся в песчаниках нижней и средней юры. На этой же глубоководной (280–480 м) площади Хальтенбанкен скв. 6506/2-11 и 6507/2-2 вскрыли промышленные залежи нефти в нижне- и среднеюрских рыхлых песчаниках двух еще безымянных месторождений. Начиная с 1998 г. и при использовании ПС, ПП, танкера-нефте-

хранилища и 14 скважин, дает 8 046 м³/сут нефти плотностью 850 кг/м³ глубоководное (330 м) норвежское месторождение Ньорд. Его запасы, равные 28 млн т нефти и около 10 млрд м³ газа, залегают в юрских песчаниках.

Северо-восточнее месторождения Ньорд разрабатывается месторождение Дройген, север-северо-восточнее – месторождение Миккель, севернее Ньорд – группа (часто называемая Аасгард) глубоководных же норвежских месторождений, среди которых Коллет, Мидгард, Северное Тириханс, Смorbук и Южное Тириханс. Их совокупная нефтедобыча в 2002 г. из 34 скважин исчислялась 25 034 м³/сут нефти плотностью 820 кг/м³, газодобыча – 12 млрд м³/год. Обустройство и освоение этой группы глубоководных месторождений вместе с затратами на поиски, разведку и разработку с ПП и ПС обошлись \$ 5 млрд. В том же году здесь появилась и ПП «Аасгард-Б», а в 2003 г. с ее помощью из упомянутых месторождений стали дополнительно добывать 19 873 м³/сут конденсата и 36 млн м³/сут природного газа.

Северное (газоконденсатное месторождение с тонкой нефтяной оторочкой) и Южное Тириханс (нефтяное с газовой шапкой) открыты, соответственно, в 1982 и 1983 гг. на глубоководной (около 325 м) площади Хальтенбанкен. Первые здесь скв. 6407/1-4 и 6407/2-4, пробуренные на глубину 3720 и 3805 м, обнаружили природный газ и нефть, фонтанируя последней с дебитом 250 м³/сут на штуцере 13 мм. Начальные извлекаемые запасы равны 25,5 млн т нефти и 41,5 млн м³ газа. Норвежский стортинг 16.02.2006 г. одобрил план фирмы «Статойл» по разработке этого месторождения в Норвежском море. «Статойл» установит там пять донных плит и проложит два донных трубопровода длиной по 45 км. В разработке участвуют четыре подводно-донных устройства по добыче и закачке газа и воды обратно в пласт.

Тириханс может выйти на поток, когда палубное обустройство ПП-Кристин позволит подсоединение к ней нефтегазодобычи из Тириханс. Газ будет подаваться по транспортной системе Аасгард на газоперерабатывающий комплекс в Карстьо, что севернее Ставангера, а нефтеконденсатодобыча будет смешиваться с нефтедобычей Кристин и перекачиваться в нефтехранилище добычного судна в месторождении Аасгард для экспорта челночными танкерами. Партнеры по разработке Тириханса потратят 14,5 млрд норвежских крон, и это – один из самых больших проектов ближайших лет в Норвежском море [27]. «СтатойлХидру» начала в 2009 году разработку, подсоединив их подводно-добывное обустройство к инфраструктуре месторождений Кристин и Аасгард, разрабатывающихся на площади Хальтен Банкен. Разбуривание эксплуатационными скважинами будет длиться два года так, чтобы за \$ 2,2 млрд вывести в 2010 году оба этих месторождения на пик добычи (12 720 м³/сут нефти и 9,346 млн м³/сут газа) и добывать здесь нефть и газ до конца 2029 г. Суммарные извлекаемые запасы этих двух месторождений Норвегии составляют около 16 млн т нефти и 26 млрд м³ природного газа.

Гигантское Смorbук содержит 70,5 млн т нефти и конденсата, а также 106 млрд м³ газа в четырех песчаниках средней и нижней юры; гигантское Мидгард – 1,5 млн т нефти, 12,5 млн т газоконденсата и 103 млрд м³ газа; Южное Смorbук – 10–12 млн т нефти/конденсата и около 30–35 млрд м³ газа. Месторождение Смorbук открыто в 1984 г. на площади Хальтенбанкен в Нор-

вежском море глубиной 250–300 м. Залежи нефти, газа и газоконденсата этого месторождения выявлены в юрских песчаниках, которые отлагались в условиях мелкого моря под влиянием приливов и отливов, на фронте обширной дельты. Площадь месторождения Сморбук равна 140 км², и его структурной ловушкой является крупная антиклиналь, погружающаяся на юго-восток, рассеченная на западе и севере крупными вертикальными сбросами. Залежи нефти и газа характеризуются непостоянными газо-нефтяными (ГНК), газосодержащими (ГВК) и нефте-водяными контактами (ВНК), различными газовыми факторами и неодинаковой поровой нефтегазонасыщенностью, связанной с диагенезом и погребением на глубине до 5000 м.

Юг-юго-западнее нефтегазопромысловой площади Аасгард разрабатывается гигантское месторождение Дройген с помощью двух ажурных металлургических НП, установленных на дно Норвежского моря глубиной 250–290 м и возвышающихся на 33,5 м над уровнем моря. В 2002 г. семь действовавших скважин фонтанировали 32 603 м³/сут нефти в этом месторождении, добывая нефть из начальных извлекаемых запасов, равных 58 млн т нефти (геологические – 145 млн т) и 2,8 млрд м³ газа. Дройген – 200 км южнее Северного полярного круга и 150 км мористее побережья Норвегии. Оно имеет размеры 6х20 км и вмещается низкой антиклиналью, простирающейся с севера на юг. Главная нефтяная залежь толщиной 40 м вскрыта на глубине около 1600 м в верхнеюрских песчаниках Ругн, слагающих ископаемый мелководный морской песчаный бар. Он выклинивается на запад и восток под покрывкой из глинистых сланцев Спекк. Меньшая залежь нефти разведана в среднеюрских песках Гам на западном крыле антиклинали. Коллекторские свойства песчаников как верхней, так и средней юры – от хороших до превосходных.

Северо-восточнее глубоководного гиганта Сморбук разрабатывается гигантское глубоководное (350) нефтяное месторождение Хейдрун, открытое в 1985 году 165 км мористее норвежского побережья. Запасы (начальные извлекаемые) Хейдрун измеряются 107 млн т нефти плотностью 890 кг/м³, 13 млрд попутного и 37 млрд м³ свободного природного газа, залегающих на глубине 2470 м и менее в рыхлых грубозернистых юрских песках и песчаниках Аре, Тилье и Фангст. Они отлагались на юго-восточном крыле развивавшегося тогда Североатлантического рифта, где, вопреки всеобщему здесь трансгрессивному режиму, седиментация в то время характеризовалась поступлением в бассейн грубозернистого обломочного материала с поднятых плечей рифта. Проницаемость упомянутых песков и песчаников достигает баснословных 10 пм², пористость превышает 30 %. Хейдрун приурочено к крупному, наклоненному на юго-запад горстовому блоку на юго-западном склоне погребенного хр. Норланд, который разделяет осадочные бассейны Воринг и Хельгеланд. Этот блок возник в тектоническую фазу киммерийского растяжения континентальной земной коры на протяжении поздней юры – раннего мела. На северном краю поднятия Хейдрун нефтегазоносные пески срезаны палеоэрозией и несогласно перекрыты глинистыми сланцами мела.

Разбуривание норвежского месторождения Хейдрун выполнено американской компанией «Коноко», а добычу нефти и газа осуществляет нор-

вежская «Статойл». Освоение Хейдрун обошлось \$ 4,2 млрд, и в 2002 г. это месторождение давало, в среднем, 28 118 м³/сут нефти из 29 скважин. Эта нефть с помощью ПС подавалась райзерами на ПП с растянутыми опорами, а оттуда – в полуподводную плавучую нефтепогрузочную башенку-туррель, заякоренную так, что нефть забирается челночными танкерами, оборудованными специальным устройством-«ключом», и доставляется к набережному нефтяному терминалу в Монгастаде (Норвегия). Из Хейдрун ежегодно поставляется 700 млн м³ природного газа по подводному газопроводу диаметром 406,4 мм и длиной 245 км в Тьельдбергудден, на норвежский завод, производящий из хейдрунского газа до 800 тыс. т/год синтетического метанола. За весь период добычи нефти и газа из недр Хейдрун ожидается фирмой «Статойл» получить более \$ 12 млрд прибыли (в ценах 2004 г.).

На параллели 66° с.ш. и 208 км западнее норвежского побережья, 80 км севернее месторождения Хейдрун, разрабатывается с 1997 г. гигантское глубоководное (396–400 м) норвежское месторождение Норне, открытое в 1991 году скв. 6608/2-10. Его начальные извлекаемые запасы исчисляются 65,75 млн т нефти и 15 млрд м³ природного газа, которые залегают на глубине 2532–2560 м в нижнеюрских песчаниках. Разработка месторождения обошлась \$ 1,2 млрд и ведется с помощью ПП, ПС и девяти скважин, из которых две газовые и семь нефтяных. Газ закачивается в нефтяную залежь для поддержания пластового давления. Средняя нефтедобыча уже в 2002 г. была суммарно равна 31 083 м³/сут нефти плотностью 863 кг/м³. Это соответствует 4 440 м³/сут на одну скважину, но две скважины из семи фонтанируют, однако, по 7 950 м³/сут нефти. Запасов нефти в месторождении Норне хватит на 14 лет при нынешней нефтедобыче.

Северо-восточнее Норне, но все еще в Норвежском море, находятся месторождения Свале, Стьор и Фальк, выявленные бурением и опробованием скважин, которые фонтанировали нефтью из нижнеюрских песчаников на глубине 2550–2600 м. Эти месторождения следуют друг за другом в виде группы, простирающейся на северо-восток. Нефть здесь такая же, как в Норне. Учитывая глубоководность (400–430 м) и небольшие размеры Свале, Стьор и Фальк, их предполагается разрабатывать как сателлиты Норне, подключенные ПС к его ПП [1].

«Статойл» в Блоке 6405/7 Норвежского моря открыла в 2003 г. месторождение Эллида, что 59 км севернее газового месторождения Урмен Ланге. В скважине отобраны керны нефтеносного песчаника мелового возраста и проведен каротаж, но не известно, когда будет здесь добываться нефть, ведь глубина моря 1200 м, а скважина пробурена на 4000 м [26]. Газоконденсатное глубоководное (315 м) месторождение Кристин вступило в 2005 г. в эксплуатацию с помощью подводного обустройства в Норвежском море, и здесь разрабатывается сложная залежь на глубине более 4500 м считая от дна моря. Пластовое давление (90 МПа) и пластовая температура (170°С) в залежи Кристин гораздо выше, чем в любом другом месторождении, разрабатываемом здесь, на континентальном склоне Норвегии. Эта залежь дает газоконденсатодобычу из 12 подводно-донно обвязанных устьев скважин суммарной производительностью 16 026 т/сут конденсата и 510 тыс. м³/сут газа. Прорабом в Кристин является «Статойл»,

а ее партнерами – «Тоталь» (3 %), «Петоро» (18,9), «Нурск Хидру» (12), «ЭксонМобил» (10,5) и «Агип» (9 %). Капитализация освоения Кристиин обойдется 20,8 млрд норвежских крон [22].

Очень интересны условия освоения газоконденсатного месторождения Урмен Ланге и условия залегания в нём газоконденсата и природного газа. Это месторождение находится в море глубиной 800–1006 м 100 км северозападнее Аукры и 120 км западнее Кристианзунда, в пределах доисторического (возраст 8200 лет) и самого крупного в мире подводного оползня Сторегга площадью 90 тыс. км², равной одной трети площади Норвегии. Этот оползень создал морское дно с неровной поверхностью, осложнённой крупными обрывистыми склонами у оползневых блоков и холмами высотой до 50 м. Восточный край оползня Сторегга проходит 200–300 м выше площади газодобычи. Верхняя часть вершинного обрыва у оползня Сторегга имеет высоту 250 м и угол наклона 25–30°. Остальная часть морского дна возле площади добычи газа и конденсата тоже неровная и имеет небольшой наклон. Глубже изобаты 600 м мягкие глины заполнили впадины между блоками оползневой горной массы, частично выровняв морское дно, а на других участках этой площади верхняя часть осадочной толщи сложена плотной глиной с булыжниками. В Урмен Ланге – очень сильные морские течения, на которые значительно влияет расчленённый рельеф дна, вызывая водовороты, температура воды на дне моря – от минус 1 до минус 2°С, волны высотой 30 м и ветры скоростью 40 м/с.

Газ с конденсатом залегает в Урмен Ланге 1900 м ниже дна моря в юрском песчанике средней пористостью 28 %, проницаемостью 6,25–35 пм² (6,25–35 дарси). Пластовое давление в песчанике – 28,5 МПа. Дебиты газовых фонтанов в каждой из эксплуатационных скважин – по 8,5 млн – 12,7 млн м³/сут. В Урмен Ланге имеются 37 скважин. Их подводно-донные головки горизонтальные. Время бурения скважины глубиной 2700–3000 м – 78 суток, стоимость – \$ 33 млн. Восемь первых скважин обсажены трубами диаметром 244,5 мм, что суммарно обошлось \$ 264 млн. Стоимость разработки Урмен Ланге – \$ 9,5 млрд. В октябре 2007 г. суммарная добыча газа достигла 71 млн м³/сут, сейчас она – более 105 млн м³/сут. Газ сначала идет по двум подводным газопроводам диаметром по 762 мм из Урмен Ланге на газоперерабатывающий завод в Ныхамна, что на западном побережье Норвегии. Эти газопроводы пересекают морское дно, испещренное обрывистыми холмами-пиками высотой до 61 м, и масштабную стенку верховья оползня Сторегга под углом 25–35°. Наклон каждого газопровода – более 2,5° на 10 % расстояния, более 1,5° на 20 % и 1° на 30 % расстояния. От берега и до изобаты 550 м газопроводы имеют цементную оболочку, а на остальной части их трассы – полипропиленовое покрытие. Для предотвращения или уменьшения возможности газогидратообразования в скважинах, манифольдах и газопроводах проложены от берега к Урмен Ланге два трубопровода диаметром по 152,4 мм. Они подают метилэтилгликоль в каждую скважину через подводно-донную систему дозирования. Управление работой газовых скважин, манифольдов и газопроводов осуществляется подводно-донной электронной автоматикой без ПП, которую установят в Урмен Ланге где-то в 2011–2012 гг. только для ввода в действие компрессоров.

Разработка Урмен Ланге – один из самых продвинутых в мире газопромышленных проектов. Она осуществляется группой норвежских и зарубежных компаний – «Нурск Хидру» (18 %), «Петоро» (36 %), «Статойл» (10,8 %), «Бритиш Петролеум» (10,9 %), «Роял Датч/Шелл» (17,2 %) и «ЭксонМобил» (7,2 %). Для прокладки газопроводов использовался принципиально новый вид подводно-донного экскаватора-робота «Спайдер». Он обеспечил ровную укладку газопроводов в море глубиной до 1000 м. Сейчас газ месторождения Урмен Ланге подается через ПП североморского месторождения Слейпнер в Изингтон Соединенного Королевства по самому длинному (1200 км) в мире подводному газопроводу «Лангелад», удовлетворяя до 20 % спроса Соединенного Королевства на природный газ в течение 30–40 лет.

Небольшую газовую залежь в нижнетретичных песчаниках «Статойл» в 2005 г. открыла на глубине 2600 м на площади Тюльпан, в Норвежском море глубиной 1260 м. Это сделано с помощью скв. 1-6/6302 (что 130 км западнее разрабатывающегося газового месторождения Урмен Ланге), пробуренной до забоя на глубине 2950 м ниже дна моря (т.е. глубина скважины 4210 м) в отложениях верхнемелового возраста [35].

В 2008 году «Статойл» пробурила в Норвежском море глубиной 267 м скв. 1-Галтфорт, вскрывшую на глубине 2301,5 м газовую залежь с запасами 0,99–3,0 млрд м³ в песчаниках нижней юры, и открыла здесь, в Блоке 6407/8-д, газовое месторождение Галтфорт. В 2009 году нефтегазовая компания «СтатойлХидру» открыла нефтяное глубоководное (334 м) месторождение Домгал в Блоке 6608/10 Норвежского моря, пробуриив на глубину 3160 м скв. 6608/10-12 севернее глубоководного месторождения Норне. Нефть залегаает в нижнеюрских песчаниках, ее извлекаемые запасы в них оцениваются от 2,7 до 6,85 млн т (4–8 млн м³).

Месторождение Скарв найдено в 1999 году скв. 6507/1-5. Из юрских песчаников скважина фонтанировала 862 м³/сут нефти и 151 тыс. м³/сут газа, из меловых песчаников нижней пачки – 742 тыс. м³/сут газа и 178 м³/сут конденсата, из верхней пачки – 923 м³/сут нефти и 221 тыс. м³/сут газа. Месторождение Скарв разрабатывается совместно с соседним месторождением Идун. Их извлекаемые запасы равны 14,5 млн т нефти с конденсатом и 48 млрд м³ газа. Пик их добычи (14310 м³/сут нефти и 18833 млн м³ будет отмечен 2011 годом. Вместе с другими окружающими их находками, включая газовое месторождение Снадд и Грасел (конденсат), войдут в нефтедобычу в III кв. 2011 г.

«Норске Шелл» объявлено, что запасы глубоководного (299 м) газового месторождения Юго-Западный Оникс – между 10 и 50 млрд м³. Оно открыто в 2005 году 40 км северо-западнее месторождения Дройген в Блоке 6406/9 [9]. Глубоководная (929 м) скв. 1-Миднаттсол, пробуренная «Статойл» в Блоке 6405/10 Норвежского моря (40 км севернее месторождения Урмен Ланге) на глубину 3160 м, открыла в 2007 году месторождение с извлекаемыми запасами, оцененными от 0,850 до 1,133 млрд м³ газа в красном лежне перми [5]. В Норвежском же море глубиной 430 м позднее 2000 г. выявлено и гигантское месторождение нефти и газа Виктори. Его запасы равны 116 млн м³ нефтяного эквивалента (НЭ) [4].

«СтатойлХидру» имеет газовое открытие Южное Снефрид в Блоке 6706/12 Норвежского моря 288 км западнее города Санднессьон; глубина моря 1266 м. Первооткрывательница – скв. 218-ПЛ глубиной 3927,5 м выявила слой газа толщиной 70 м в верхнемеловых песчаниках Нише (Нисе) с извлекаемыми запасами газа 3,993 млрд м³. Эта же фирма обнаружила газ в недрах площади Ноатун (Блок 6407/7 севернее месторождения Ньорд). Газ залегает в средне- и нижнеюрских песчаниках, согласно скважине, пробуренной на глубину 5418 м в Норвежском море глубиной 293 м. 16 км севернее месторождения Ньорд «СтатойлХидру» открыла газоконденсатное месторождение Ноатун-«Ц» в юрских песчаниках скв. 6407/7-8А, пробуренной до глубины 5053 м в Норвежском море глубиной 293 м в Блоке 6407/7. Эта скважина имеет извлекаемые запасы нефти и газа, равные 850 тыс. – 1416 тыс. м³ НЭ. Бурение скважин отдалённого достижения в месторождении Алве, что в Норвежском море, подтвердило наличие природного газа и конденсата в более глубоком, чем было ранее известно, песчанике средней юры. Под газом выявлена и тонкая нефтяная зона. Скв. 6507/3-5-С пробурена на глубину 3834 м в море глубиной 368 м, временно заглушена и открыла 3–5 млрд м³ газа. Алве открыто в 1990 г. [10, 11, 16].

В 2009 г. «СтатойлХидру» открыла в Норвежском море еще одно газовое ультраглубоководное (1360 м) месторождение Астерикс 345 км западнее Санднессьон. Запасы этого месторождения, равные 16 млрд м³ газа, выявлены в верхнемеловых песчаниках скв. 6705/10-1, пробуренной на глубину 3775 м. Месторождение Астерикс готовится к разработке вместе с соседними глубоководными месторождениями Хакланг и Снефрид, и это поможет создать здесь, 80 км западнее Лува, глубоководную газодобывную и газотранспортную систему в Норвежском море.

«Нурске Шелл» разбурила в 2009 году потенциально крупное новое газовое месторождение Гру в Норвежском море глубиной 1376 м на расстоянии 150 км к северо-западу от скв. 6506/6-1-Виктори, пробуренной компанией «Мобил Эксплорейшн Норуэй». Температура на забое в Виктори равна 200°С, пластовое давление очень высокое, конденсат и газ – в песках юры; глубина моря 420 м, расстояние до побережья Норвегии равно 200 км. Это – крупнейшее неразведанное и неразрабатываемое газовое месторождение на континентальном склоне у Норвегии. Месторождение Гру открыто вертикальной скв. 6603/12-1 глубиной 3805 м в песчаниках верхнего мела с их варьирующим емкостным качеством. Эта скважина вскрыла газовую залежь толщиной 16 м и извлекаемыми запасами от 10 до 99 млрд м³ газа чуть южнее Полярного круга.

В этой же части Норвежского моря имеются глубоководные месторождения: газовое Хвитвейс, найденное скв. 6706/6-1 намного севернее Полярного круга; безмянное газовое, открытое скв. 6705/10-1 юго-западнее Хвитвейс; газонефтяное Лува, выявленное скв. 6707/10-1 южнее Хвитвейс; газовое Статинд, обнаруженное скв. 6605/8-1 чуть севернее Полярного круга (восток-северо-восточнее Гру и запад-северо-западнее газонефтяного Норне). Юго-западнее Норне находится месторождение Виктори. Миднаттсол (газ и нефть) расположено на 6° в.д. 64° с.ш.

Таким образом, на континентальном склоне Европы в Норвежском море глубиной 250–1376 м разведано 53 газовых, газоконденсатных, газонефтяных и нефтяных месторождения в песках и песчаниках нижней перми, нижней, средней и верхней юры, а также верхнего мела и палеоцена на глубине от 1600 до 5418 м. Эти месторождения имеют суммарные начальные извлекаемые запасы 672 млн т нефти с конденсатом плотностью 862–890 кг/м³ и 1030 млрд – 1119,5 млрд м³ природного газа; скважины, вскрывавшие их залежи, фонтанировали индивидуально от 865–923 до 7950 м³/сут нефти, до 178 м³/сут конденсата и от 151 тыс. до 742 тыс. м³/сут природного газа. Среди этих глубоководных месторождений в норвежском секторе Норвежского моря имеются 10 гигантских – Белла Донна, Виктори, Дройген, Кристин, Мидгард, Норне, Скарв, Смorbук, Урман Ланге и Хейдрун (табл. 2). Суммарные начальные извлекаемые запасы этих 10 гигантов измеряются 468,75 млн т нефти с конденсатом и 890,8 млрд м³ природного газа (не считая запасов нефти и газа месторождения Виктори (116 млн т –НЭ), что соответственно равно около 71 % от начальных извлекаемых запасов нефти с конденсатом и около 90 % от начальных извлекаемых запасов газа, разведанных здесь в глубоководных месторождениях.

Баренцево море на континентальном склоне Европы граничит с осадочным бассейном Воринг Норвежского моря своей юго-западной частью. Здесь вдоль северо-западного побережья Норвегии изучены геофизическими исследованиями и бурением осадочные бассейны Гаммерфест, Тромсё и Харстад. Два последних на западе отделяются от океанической пучины погребенным хр. Сенья, сложенным тектонизированными осадочными породами мелового-третичного возраста, а также КФ. Хр. Сенья ограничен на востоке очень крупным сбросом, простирающимся с севера на юг и являющимся западной границей глубокого солянокупольного осадочного бассейна Тромсё, заполненного отложениями перми, триаса, юры, нижнего и верхнего мела. Находящиеся севернее осадочный бассейн Сурвестнаг и северо-восточная ветвь осадочного бассейна Гаммерфест (иначе – Нордкапский) отделяются от бассейна Тромсё сводом Лоппа, а на 73°30' с.ш. материковая часть Северной Европы отделена трогом от Шпицбергенской отмели, которая окружает также о-в Медвежий и архипелаг Свальбард.

Бассейн Тромсё – рифтогенный, глубоко (9–10 км) прогнутый и осложненный свечевидными высокими (2,5–3 км) соледиапирами протыкания, исходящими из мощной толщи пермской каменной соли и оканчивающимися в отложениях нижнего мела. Восточной границей этого бассейна является разломно-флексурная зона, простирающаяся с севера на юг. Восточнее данной зоны находится более крупный осадочный бассейн Гаммерфест, заполненный осадочной толщей нижнего мела, юры, триаса и верхней перми мощностью более 6000 м. Эти отложения смяты в пологие складки и умеренно осложнены разломами.

В Баренцевом море, где нет третичных отложений, их огромный клин толщиной до 9150 м выявлен преимущественно сейсморазведкой вдоль верхней части континентального склона на западных границах этого моря. В рельефе дна Баренцева моря заметны четкие и частые реликты речного дренажа, развивавшегося в течение третичного-четвертичного времени и сви-

Таблица 2

Месторождения нефти (н), газоконденсата (гк) и природного газа (г)
в песчаниках перми, юры, мела и палеоцена на континентальном склоне Европы
в Норвежском море глубиной 250–1360 м

№ пп.	Месторождение и страна	Год открытия	Глубина моря, м	Начальные извлекаемые запасы		Глубина залегания нефти (газа), м	Возраст породы с нефтью (газом)
				нефть, млн т	газ, млрд м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Алве (гк), Норвегия	1990	368	–	5,0	3834	Ср. юра
2	Астерикс (г), - « -	2009	1360	–	16,0	3775	В. мел
3	Безымянное (гк), - « -	1999	300	–	–	–	Ср. юра
4	- « - (н), - « -	1999	340	–	–	–	- « -
5	- « - (н), - « -	2001	290	–	–	–	Н.-ср. юра
6	- « - (н), - « -	2001	480	–	–	–	- « -
7	Белла Донна (г), - « -	2000	280	–	99,0	–	- « -
8	Виктори (г), - « -	2001	430	116 млн т НЭ		–	- « -
9	Галтфорт (г), - « -	2008	267	–	3,0	2301,5	Н.юра
10	Грасел (гк), - « -	2007	400	–	–	–	Юра
11	Гру (г), - « -	2009	1376	–	10,0-99,0	3805	В.мел
12	Гудрун (гн), - « -	1985	280	24,0	–	2100	- « -
13	Домгал (н), - « -	2009	334	6,85	–	3160	Н.юра
14	Дройген (гн), - « -	1983	250/290	58,0	2,8	1600	Ср.-в. юра
15	Идун (гн), - « -	2007	390	–	–	2550	- « -
16	Коллет (гк), - « -	до 2004	325	–	–	–	Н.-ср. юра
17	Кристин (гк), - « -	1998	315	56,0	140,0	4500	- « -
18	Лавранс (н), - « -	1998	308	–	–	–	- « -
19	Мидгард (гн), - « -	1981	320	14,0	103,0	–	Юра
20	Миднатсол (гн), - « -	2007	929	–	–	3160	Н.пермь
21	Миккель (н), - « -	1982	320	–	–	–	Юра
22	Морвин (н), - « -	2001	300	–	–	–	- « -
23	Ноатун (г), - « -	2008	293	–	–	5418	Н.-ср. юра
24	Ноатун Ц (гн), - « -	2008	293	1,5	–	5053	Юра
25	Норне (гн), - « -	1991	396-400	65,75	15,0	2532/ 2560	Н.юра
26	Норне Восточное (н), - « -	1992	400	–	–	2570	- « -
27	Ньорд (гн), - « -	1982	330	28,0	10,0	–	Юра
28	Оникс (г), - « -	2005	299	–	25,0	–	- « -
29	Свале (н), - « -	1998	430	–	–	2540	- « -

1	2	3	4	5	6	7	8
30	Скарв (гн), - « -	1999	390	79,5	-	2575	Юра, мел
31	Сморбук (гн), - « -	1984	250/300	70,5	106,0	До 5000	Юра
32	Сморбук Южное (гн), - « -	1985	250	12,0	35,0	- « -	- « -
33	Снад (г), - « -	2007	400	-	-	-	- « -
34	Снефрид Южное (г), - « -	2008	1266	-	4,00	3927,5	- « -
35	Стьор (н), - « -	1994	400	4,0	-	2600	- « -
36	Тириханс Северное (н), - « -	1982	325	25,0	41,5	3720	- « -
37	Тириханс Южное (н), - « -	1983	325			3805	- « -
38	Трестак(н), - « -	1986	300	-	-	-	- « -
39	Тюльпан (г), - « -	2005	1260	-	-	4210	Палеоцен
40	Урман Ланге (гк), - « -	1997	800-1006	29,0	396,5	2700/2906	Юра
41	Фальк (н), - « -	1993	400	-	-	2550	- « -
42	Фангст-Си (г), - « -	1999	370	-	-	-	- « -
43	Фрам (гн), - « -	1998	350	14,5	13,0	-	- « -
44	Хансен (н), - « -	1995	600	-	-	-	- « -
45	Хейдрун (гн), - « -	1985	350	107,0	50,0	2470	- « -
46	Хелланд (н), - « -	1996	900	-	-	-	- « -
47	Эллида (гн), - « -	2003	1200	-	-	4000	- « -
48	Эрланд (гк), - « -	1999	323	-	-	5000	- « -
Всего: 672 млн т нефти с конденсатом и 1030-1119,5 млрд м³ природного газа							

детельствующего, что данный район моря был тогда сушей. Именно в этой части Баренцева моря и здешних его осадочных бассейнах к 2004 году найдено, разведано и отчасти освоено 17 глубоководных месторождений нефти (н), газа (г) и газоконденсата (гк). Это – норвежские Альбатрос (г), Альке (г), Гамма (г), Голиаф (н), Западное Ашелад (гк), Северовосточное Снохвит (гк), Северное Снохвит (гк), Северное Альке (г), Северный Альбатрос (г), Северное Ашелад (гк), Сноу Уайт (г; «Белоснежка), Снохвит (гк; «Спящая Красавица»), Центральное Ашелад (гк), Южный Альбатрос (г), Южное Ашелад (гк), безымянное газовое месторождение и безымянное газонефтяное, открытые соответственно скв. 7119/12-3 и 7728/1-А-7.

Эти месторождения находятся в районе 71° с.ш., в юго-западной части Баренцева моря, на морской площади около 2260 км², на расстоянии от 105 до 160 км от Гаммерфеста. Рядом, на о-ве Мелькоя, у побережья Норвегии, строится завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) из газодобычи месторождения Снохвит и его сателлитов. Все они разведаны и подготовлены к разработке 56 скважинами. Проложен подводный, концентрически двойной («труба в трубе») газоконденсатопровод диаметром 686 мм и длиной 140 км от месторождений Альбатрос, Ашелад и Снохвит до приёмного терминала в Мелькоя. Во всех упомянутых месторождениях разведаны совокупные извлекаемые запасы, равные 186 млрд м³ природного газа и 24 млн т конденсата, соответственно 107 млрд м³ газа и 18 млн т конденсата в группе Снохвит, 50 млрд м³ газа и 11 млн т конденсата в группе Аше-

лад и 28 млрд м³ газа в группе Альбатрос. Кроме того, в месторождении Снохвит имеются еще и 6,5 млн т извлекаемой нефти.

Месторождение Снохвит площадью 80 км² разведано в Баренцевом море глубиной 300–350 м. Газ, конденсат и нефть этого месторождения залегают во флювиальных и турбидитных песчаниках средней и нижней юры. Толщина главной газовой залежи 105 м, ее нефтяной оторочки – 14 м. Ловушкой газа и нефти является крупная антиклиналь, расчлененная разломами на три блока, но в них – общие ГВК и ВНК. Нефте- и газоносные песчаники здесь являются превосходными коллекторами. Их пористость более 16 %, проницаемость 0,2–0,5 пм², водонасыщенность в газовой залежи от 5 до 15 %. Пока разрабатывается только месторождение Снохвит, дающее около 5,6 млрд м³/год природного газа и 3 180 м³/сут конденсата с помощью ПС и ПП. Последняя – это судно ледового класса. В проектах освоения Снохвит и его сателлитов участвуют норвежские компании «ДФИ», «Нурск Хидру», «ПБА-ДЕА Норге», «Статойл» и зарубежные «Амерада Интернейшнл Лтд», «Свенска Петролеум Эксплорейшн» и «ТотальФинаЭльф» [1].

«СтатойлХидру» выполнила и опубликовала анализ стабильного газоконденсата, добывающегося из глубоководного месторождения Снохвит. Его извлекаемые запасы 18 млн м³ (13,3 млн т) конденсата плотностью 738 кг/м³ при 15°C с содержанием 0,019 мас. % серы; 4 г/т азота, < 0,1 г/т никеля, < 0,1 г/т ванадия, 0,2 г/т натрия, 1 г/т ртути, < 5 мг/л хлорида натрия и следующим групповым составом (масс. %): *n*-парафины – 21,0; (бутан – 1,48; пентан – 7,09; гексан – 4,46; гептан – 3,37; октан – 2,69; нонан – 1,92; *i*-бутан – 0,09; *i*-пентан – 6,04; циклопентан – 0,60); С₆-изопарафины – 5,41; С₆-нафтены – 5,09; бензол – 2,10; С₇-изопарафины – 3,35; С₇-нафтены – 6,71; толуол – 3,20; С₈-изопарафины – 3,94; С₈-нафтены – 3,31; С₈-арены – 3,11; С₉-изопарафины – 1,55; С₉-нафтены – 1,16; С₁₀₊-компоненты – 32,94 мас. %.

До 65°C выкипают 22,84 об. % с плотностью 644,6 кг/м³; 4 г/т меркаптановой серы (МС); а также (об. %) 45,24 *n*-парафинов (НП); 49,16 изопарафинов (ИП); 4,27 нафтенов (Н); 1,33 аренов (А). Фракция, выкипающая при 65–90°C, равна 15,06 об. % и имеет плотность 719,9 кг/м³; < 0,001 общей серы (ОС); 4 г/т МС; 28,75 об. % НП; 29,71 ИП; 32,27 Н; 9,28 А, 8,28 бензола; < 1 г/т азота. Фракция, кипящая при 90–150°C, это – погон объемом 30,77 % и плотностью 756 кг/м³. Он содержит < 0,001 мас. % ОС и < 3 г/т МС; а также (об. %) НП – 21,3; ИП – 25,32; Н – 36,69; А (с бензолом) – 16,69; бензол – 0,5; азот “ < 1 г/т. Погон из интервала 150–180°C объемом 9,1 % и плотностью 779,4 кг/м³ имеет ОС – 0,0038 мас. %, 4 г/т МС, НП – 23,56 об. %, ИП – 29,96, Н – 27,17; А – 19,31, нафталины – 0,2 об. %, азот “ < 1 г/т; из интервала 180–240°C объемом 10,76 % и плотностью 800,9 кг/м³ – 4 г/т МС, сумму А (масс. %) – 18,2, моноаренов – 15,7; диаренов – 2,5 мас. %, нафталинов – 1,67 об. %, азота “ < 1 г/т; из интервала 240–320°C объемом 7,05 % и плотностью 832 кг/м³ – 0,115 мас. % ОС, совокупность А – 21,1, (12,7 моноаренов; 8,2 диаренов, 0,2 полициклических А), 5,8 г/т азота; а фракция, кипящая при 320°C и выше имеет объем 2,22 %, плотность 864,6 кг/м³, ОС – 0,304 мас. %, сумму А – 21,7 мас. % (моноА – 13,4, диА – 6,3, полициклических А –

2 мас. %), азота – 175 г/т, V “ < 0,1 г/т; Ni – 2,4 г/т и < 5 мас. % асфальтенов [34].

Первое и пока единственное в Баренцевом море чисто нефтяное месторождение Голиаф открыто, а позднее подтверждено и разведано 85 км севернее Гаммерфеста в море глубиной 318 м поисковой скв. 7128/1-4, пробуренной итальянской нефтяной компанией «ЭНИ» в 1994 г. Скважины, испытанные в колонне на приток, фонтанировали 589–592 м³/сут нефти плотностью 869 кг/м³ из залежи толщиной 70 м в пермских песчаниках на глубине 1500 м. Разведка этого месторождения продолжается, но уже считается, что его геологические запасы можно оценивать от 21 до 35 млн т нефти [1]. Голиаф начнет давать газонефтедобычу в 2013 году и будет разрабатываться 15–20 лет. «Эни Норге» приобрела лицензию по технологическому обустройству своего плавсредства округлой формы, т.е. ПП для получения из донных скважин нефти и газа, их хранения, обработки и отгрузки. Добычная производительность этой будущей ПП равна 15 900 м³/сут нефти и 3,9 млн м³/сут газа, ёмкость нефтехранилища на ПП – 158 990 м³. Донные фонтанные трубопроводы и райзеры намечено проложить и установить в июне–июле 2010 года и мае–августе 2011 года в море глубиной 318–400 м. «Эни Норге» обнаружила и более глубокий нефтедобывной объект во время разведочного (оценочного) бурения на ее нефтяном открытии Голиаф. Принадлежащая этой компании скв. 7-4-С/7122 на Южноголиафской структуре встретила нефтяной слой в нижнетриасовом песчанике Клаппмыс, подтвердила более глубокий ВНК в верхнетриасовой толще Реалгруннен и доказала ГНК в среднетриасовом песчанике Коббе. Эта скважина глубиной 2366 м пробурена в море глубиной 372 м в 50 км юго-восточнее месторождения Снохвит и 85 км северо-восточнее Гаммерфеста.

В 2008 г. «СтатойлХидру» открыла в Баренцевом море глубиной 365 м газовое месторождение Каурус в Блоке 7222/11 скважиной, пробуренной до глубины 2827 м в 160 км северо-западнее Гаммерфеста. Газодобывная зона – в песках и песчаниках триаса, извлекаемые запасы газа оцениваются от 2 до 14 млрд м³ [11]. «СтатойлХидру» открыла и газодобывную зону в среднеюрских песчаниках скважиной, пробуренной на глубину 2994 м в Баренцевом море глубиной 347 м на площади Верверис, что в Блоке 7226/2 [12, 13, 17].

Имеются перспективы нефтегазоносности у подводных недр континентального склона Европы и в российском секторе Баренцева моря, где осадочная толща под его дном сложена мезозойскими и палеозойскими отложениями Восточной Баренцевоморской мегасинеклизы. Она состоит из Северной и Южной Баренцевоморских седиментационных депрессий, разделённых Лудловской седловиной (Баренцевоморский свод) площадью 153 600 км² и высотой 500 м считая по кровле верхнеюрских чёрных сланцев. На юго-восточном склоне этой седловины, 1200 км восточнее норвежских газовых месторождений Альбатрос и Снохвит, 320 км западнее Новой Земли, 480 км севернее побережья Большеземельской тундры и 592 км северо-восточнее Мурманска, т.е. в середине российского сектора Баренцева моря, ждет с 1988 г. своей разработки в море глубиной 320–340 м сверхги-

гантское Штокмановское газоконденсатное месторождение. Его извлекаемые запасы, равные 3,823 трлн м³ природного газа и 37 млн т газоконденсата, залегают в юрских песчаниках на глубине около 4 км.

Готовит к разработке Штокмановское месторождение консорциум, в составе которого «Газпром» (51 % акций), французская «Тоталь» (25 %) и норвежская «СтатойлХидру» (24 %). Разработка будет осуществляться тремя или четырьмя фазами. Окончательное решение нужно принять не позднее первого квартала 2010 г., хотя многое по Штокмановскому проекту уже делается. Во время первой 25-летней фазы ожидается добыча газа около 65 млн м³/сут. Около 28 млн м³/сут газа будут транспортироваться по газопроводу, проложенному от Мурманска до Волхова, чтобы подключить штокмановский газ к «Северному Поток». Остальная часть будет превращаться в СПГ на заводе производительностью 7,5 млн т/год, построенном «Текнип» в деревне Териберка, в 99 км от Мурманска. Трубопроводный экспорт газа ожидается начать в 2013 г., а экспорт СПГ – в 2014 г. Суммарные затраты на первую фазу оцениваются порядка \$ 15-20 млрд. Последующие фазы разработки поднимут газодобычу до около 198 млн м³/сут трубопроводного газа, 20 млн т/год СПГ и 600 тыс. т/год газоконденсата.

Добыча газа и конденсата потребует преодолеть самые суровые зимние условия, в т.ч. типичную толщину льда до 2 м в холодное время года. В районе Штокмановского месторождения много айсбергов. За прошедшие 48 лет их наблюдалось здесь 220, а в 2003 году – 15 айсбергов. Два из этих недавних айсбергов весили более чем по 4 млн т, т.е. слишком много, чтобы уплыть отсюда. Еще одна проблема – размещение и жизнь многочисленного газопромыслового персонала в такой изолированной природной среде. Морской инфраструктуре понадобятся 200, а летом даже до 350 человек, и всех их придётся перевозить вертолётom. Кроме того, нужен ещё дополнительно персонал из 120 человек для работы в деревне Териберка, где нет никакой инфраструктуры по Штокмановскому проекту.

План разработки Штокмановского месторождения – один из самых амбициозных, которые когда-либо были в промышленности, включает: всё обустройство палубы НП или ПП общим весом по 40 тыс. т; газопровод Штокмановское-Мурманск длиной 592 км и диаметром 1117,6 мм, уложенный на морское дно с чрезвычайно неровным рельефом; Мурманск-Волховский газопровод и одни из крупнейших в мире заводы по производству СПГ вместе со всей необходимой инфраструктурой. Кроме того, Штокмановский проект предусматривает иметь мощный, массивный комплекс подводных систем добычи (ПС) и райзеров, а также крупные компрессорные установки, чтобы перемещать газо- и конденсатодобычу к берегу. Газодобывным обустройством будут две суднообразные плавучие добычные единицы, отделенные (в случае айсбергов) от двух спаров (колонн) с уникальным дизайном и формой песочных часов, чтобы разбивать, крушить приближающиеся льды. Будет также задействован небольшой флот судов, занимающихся айсбергами. Все строительные и конструкционные материалы должны быть устойчивыми при температуре минус 45°C.

Согласно расчетам, представленным российским законодателям в декабре 2008 года, разработка Штокмановского месторождения экономичес-

ки прибыльна при ценах на нефть \$ 50–60 за баррель, т.е. 365–438 долл./т. Двумя месяцами позднее началось выполнение Штокмановского проекта, хотя средняя цена на нефть с середины ноября 2008 г. была не выше \$ 50 за баррель, т.е. 365 долл./т [1, 15].

В целом, на континентальном склоне Европы в норвежском и русском секторах Баренцева моря глубиной 300–400 м выявлено 22 месторождения газа, конденсата и нефти в песках и песчаниках нижней перми, триаса и юры на глубине от 1500 до 2994 м. Начальные суммарные извлекаемые запасы оцениваются 35 млн т нефти, 66 млн т конденсата и 3994 млрд м³ природного газа. Среди этих месторождений – одно гигантское газоконденсатное (Снохвит, 107 млрд м³ газа и 18 млн т конденсата) и одно сверхгигантское газоконденсатное (Штокмановское, 3823 млрд м³ газа и 37 млн т конденсата). На долю этих двух месторождений приходится более 83 % запасов конденсата и около 96 % запасов газа, разведанных в Баренцевом море глубиной более 300 м. Скважины, вскрывшие нефтяные залежи, фонтанировали 589–592 м³/сут нефти в месторождении Голиаф; разрабатываемое месторождение Снохвит дает 3180 м³/сут конденсата и 5,6 млрд м³/год природного газа. Все остальные месторождения разведываются и готовятся к разработке.

В Северо-восточной Атлантике глубиной 300–945 м в акватории между Ирландией, Фарерскими о-вами (Дания) и отмелью Поркьюпайн Бэнк, континентальный склон Европы промышленно нефтегазоносен в осадочном бассейне, именуемом Поркьюпайнским, или Западношотландским, либо Шотландско-Фарерским. Будучи глубоким рифтогенным грабеном, этот бассейн заполнен осадочной толщей перми, триаса и юры, несогласно перекрытой верхнемеловыми и третичными отложениями. Домеловая толща пород расчленена тектоническими разломами на несколько блоков разной структуры и неодинакового наклона (как в северной части Североморского бассейна), где нефть и газ залегают в мелководных песках и песчаниках юры – перми (но особенно в юрских песках, несогласно перекрытых верхнемеловыми глинистыми сланцами), а также в третичных турбидитных песках, отлагавшихся в глубоководных условиях.

В Западношотландском осадочном бассейне, вне его фарерского (датского) сектора, к 2004 г. осваивалась нефтяными компаниями Соединённого Королевства группа нефтяных и газовых месторождений Лоял, Скихаллион, Фойнавн и др. Все они – в Атлантике глубиной 350–1098 м, разрабатываются с помощью ПС, ПП и челночных танкеров. Первую нефть открыла здесь в 1992 году скв. 1-240/24-а, пробуренная «Бритиш Петролеум» («БП») в Атлантике глубиной 350 м, но слой нефти в песчаниках оказался очень тонким, так что спуска обсадной колонны и освоения скважины не произошло. 4,5 км западнее этого в 1993 г. фонтанировала 604 м³/сут нефти плотностью 904 кг/м³ на штуцере 25,4 км при газовом факторе 246 м³/м³ скв. 2-204/24-а, пробуренная в Атлантике глубиной 488 м. Эта скважина прошла по юрскому песку на глубине 2835 м и выявила в нем газонефтяное месторождение, позднее получившее название Фойнавн. В 1993 г. скв. 1-20/204 открыто нефтяное месторождение Скихаллион, а немного позже рядом с ним – нефтяное месторождение Лоял. Они оба – в Атлантике глуби-

ной 375 м. Год спустя «БП» пробурила здесь оценочную скв. 5-20/204 глубиной 4000 м (в том числе 1700 м горизонтального призабойного ствола) и получила с этой глубины фонтан 3 179 м³/сут нефти плотностью 898 кг/м³. Пробная эксплуатация этих двух скважин еще в 1995 г. дала около 113 520 м³ нефти, которая обрабатывалась, хранилась и отгружалась с динамически позиционируемого танкера «Савонита» на челночные танкеры, перевозившие нефть в Роттердам (Голландия) на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), принадлежащий «БП».

Принятые к совместной разработке извлекаемые запасы нефти в месторождениях Лоял и Скихаллион равны 61 млн т. Они сосредоточены, как и в месторождении Фойнавн, в меловых турбидитных песках и юрских песчаниках. Эта стадия разработки с помощью одной из крупнейших тогда в мире ПП и ПС капитализирована \$ 1,5 млрд. Специальное судно выполняет функции ПП: собирает 22 260 м³/сут нефти, хранит (до 160 тыс. м³) и отгружает нефтедобычу челночным танкерам. Нефть на ПП поступает из 29 эксплуатационных скважин с подводно обвязанными их устьями в четырёх подводных «кустах» со своими групповыми подводными манифольдами и райзерами. К этой ПП подключены посредством ПС и подводно-донные устья скважин гигантского месторождения Фойнавн, содержащего в упомянутых турбидитных песках 72 млн т нефти (начальные извлекаемые запасы) и дающего из 16 скважин 18 тыс. м³/сут нефти [1].

120 км западнее Шетландских о-вов «Тоталь» в 2004 г. открыла газовое месторождение Лэггэн, сообщив о позитивных результатах его разведки. Две разведочные скважины дали притоки газа с промысловым дебитом, в том числе скв. 2006/1-а-4-А3 при испытании фонтанировала 1070 тыс. м³/сут газа [28]. Группой компаний сделано значительное открытие нефти и газа и скв. 1-Зет-213/27-Роузбэнк-Лохнагар в Блоке 213/27, на площади глубоководного Фарерско-Шетландского пролива, в британском его секторе. Эта скважина пробурена в море глубиной 1098 м на расстоянии 126 км от Эша Несс (о-в Шетланд), возле линии раздела морских вод между Фарерами и Соединённым Королевством, и встретила залежи нефти плотностью 845–893 кг/м³ и газа в юрских и триасовых песчаниках толщиной 51,5 м. Непопутный газ найден на меньшей глубине. Неосвоенная скважина ликвидирована при глубине 3707 м, и планируется бурение новых скважин [29].

Глубоководная нефтеразведка продолжалась, и в 2007 году в Западношетландском бассейне (Фарерско-Шетландском канале) имелось уже семь нефтяных месторождений (Айриболл, Лоял, Роузбэнк-Лохнагар, Скихаллион, Сюйлвен, Фойнавн, Эллиджин) и 5 газовых (безымянное, Виктори, Лэксфорд, Северо-Восточное Мьюлл и Торридон/Лэггэн). Все они – на участке между изобатами 200 и 1000 м, между 1° и 4°30' з. д., севернее и южнее параллели 61° с. ш. Газовое месторождение Лэггэн – в Атлантике глубиной 640 м с 28,32 млрд м³ газа. Рассматриваются планы его разработки с ПП и строительства нового газопровода к терминалу в Сент-Фергюс (Шотландия). Удачными были три первые оценочные скважины в гигантском месторождении Роузбэнк-Лохнагар. Его запасы достигают 71,5–79,5 млн м³ нефти [40], и это месторождение может стать объектом разработки. Такие же небольшие месторождения, как Торридон, Лэксфорд и

Виктори также могут быть подключены к инфраструктуре Лэггэна. Торридон – в Атлантике глубиной 700 м, где оценочная скважина была успешно испытана еще в апреле 2000 г., но газодобывного обустройства пока там нет. На принадлежащем «Шеврон» глубоководном западношотландском месторождении Роузбэнк оценочно-разведочная скважина в Блоке 205/1, что 158 км северо-западнее Шетландских о-вов, при её освоении фонтанировала 954 м³/сут нефти. Это месторождение имеет 84,3 млн т НЭ [14]. «Тоталь» открыла глубоководное (610 м) газоконденсатное месторождение Тормор в Блоке 205/5а 100 км северо-западнее Саллом Вой (Оркнейские о-ва), западнее Шетландских о-вов и 15 км юго-западнее месторождения Лэггэн. Тормор открыто скважиной 205/5-а-1-Тормор, пробуренной до глубины 3936 м и фонтанировавшей 906 тыс. м³/сут газа и 2405 м³/сут конденсата [20].

Рядом с месторождением Тормор бурится глубоководная (~ 600 м) скважина, открывшая газовое месторождение Гленливет и вскрывшая промышленную газодобывную зону в палеоценовом песчанике. Согласно данным каротажа, керна и испытания на приток, здесь в этом песчанике обнаружена эффективно газонасыщенная зона толщиной 61 м с превосходными коллекторскими свойствами и великолепной газонасыщенностью. Группа компаний во главе с «ДОНГ Энерджи» уже рассматривает вопрос о бурении сайд-трекка к этой скважине. 30 км северо-западнее месторождений Лоял, Скихаллион и Фойнавн, а также 10 км северо-западнее месторождения Сьюлвен открыто глубоководное (1048 м) месторождение Торнадо с нефтью и газом в третичных песчаниках на глубине 2743 м.

В Ирландском секторе Западношотландского бассейна готовятся к разработке с ПП и ПС глубоководные месторождения нефтяное Коннимара (380 м) и газовое Северное Корриб (350 м). Первое открыто 110 км западнее Ирландии в 1979 году скважинами, пробуренными на глубину 2988–3316 м с забоями в верхне- и среднеюрских отложениях, где вскрыты четыре нефтяные залежи. Их суммарные извлекаемые запасы – около 8 млн т. И, хотя дебиты скважин достигали 150–178 м³/сут нефти плотностью 820–830 кг/м³ в первой продуктивной зоне и 889 м³/сут нефти плотностью 835–865 кг/м³ суммарно из трёх других зон, промышленное освоение запасов Коннимары началось через 24 года и только благодаря начавшейся невдалеке разработке нефтяных месторождений Скихаллион и Фойнавн.

Газовое месторождение Северное Корриб, открытое в 1998 году скв. 1-18/20 и 2-18/20, содержит более 36 млрд м³ природного газа в песчанике Шервуд триасового возраста. Первую из упомянутых скважин глубиной почти 4000 м освоить не удалось вследствие смятия её обсадной колонны верхнепермской каменной солью. Вторая скважина, пробуренная в 2 км от первой, фонтанировала 1,8 млн м³/сут газа на штуцере 50,8 мм и при давлении 9,2 МПа на её головке. Северное Корриб подготовлено \$ 750 млн к разработке шестью донными скважинами. К терминалу на ирландском берегу проложен подводный газопровод. Имеется и газопровод от этого терминала к месту потребления газа, но разработка месторождения отложена временно из-за споров с организациями, защищающими экологическую девственность территории западного побережья Ирландии.

В фарерском секторе Северной Атлантики глубиной 946 м, между Фарерскими о-вами (Дания) и Поркьюпайнским бассейном, «Амерада Хесс» пробурила в 2001 году скв. 6004/1-16 на глубину 4778 м и открыла пока безымянное месторождение нефти и газа. Сводная толщина зоны промышленного нефтенасыщения в разрезе скважины не менее 170 м, согласно каротажу, но вызов притока нефти временно пришлось отложить по погодным и финансовым причинам. Газ и лёгкая нефть здесь залегают в меловых и юрских песчаниках под нижнетретичными базальтами, плащевидно покрывающими почти весь Фарерский регион. Сейчас газовая и нефтяная залежи этого месторождения оконтуриваются разведочными скважинами [1].

Исландия также решила начать нефтепоисковое морское бурение в своём секторе Северо-Восточной Атлантики в связи с нынешними успехами бурения скважин на чрезвычайно большие глубины. Согласно Кристинну Эйнарссону, координатору проектов из Управления Национальной Энергетики Исландии, имеются данные о возможном присутствии и нефти, и газа в недрах площади Дреки, расположенной между Исландией и норвежским о-вом Ян Майен. Правда, там нет ни одной скважины, но есть геофизические данные, которые предполагают, что геологическая история упомянутой поисковой площади была такой, что её недра должны содержать осадочный разрез возраста, аналогичного нефтеносной толще Восточной Гренландии и побережья Норвегии. Глубина Атлантики на площади Дреки равна 960–1920 м, и это до недавнего времени препятствовало поисковому бурению. Сейчас же новая техника и технология бурения и освоения скважин обусловили глубоководные успехи в Мексиканском заливе и побережье Бразилии [23].

Итак, на континентальном склоне Европы в британском и ирландском секторах Северо-Восточной Атлантики глубиной 218–1098 м имеются 19 месторождений нефти и газа с суммарными начальными извлекаемыми запасами 64 млрд м³ газа и 305 млн т нефти плотностью 820–898 кг/м³ в песчаниках триаса, юры, мела и палеоцена на глубине от 2938 до 4778 м. Начальные дебиты продуктивных скважин измеряются от 906 тыс. до 1070 тыс. м³/сут газа, от 150 до 3179 м³/сут нефти и до 2405 м³/сут конденсата. Среди упомянутых месторождений есть и гигантские. Это – Роузбэнк/Лохнагар и Фойнавн. На долю двух этих гигантов здесь приходится почти 67 % начальных извлекаемых запасов нефти, открытых в этом глубоководье к настоящему времени.

В Средиземном море начало глубоководной нефтегазоразведки приходится на 1975 г. и связано с оконтуриванием нефтяного морского испанского месторождения Касабланка. Оно было выявлено на шельфе в море глубиной 131 м скважиной, пробуренной в осадочном бассейне Эбро и фонтанировавшей 1 145 м³/сут нефти плотностью 871 кг/м³ из нижнемеловых карстово-кавернозных и трещиноватых известняков на глубине 2882 м. Южная часть этого месторождения оказалась под водами Валенсианского залива глубиной 610 м, и для добычи нефти здесь установлена ПП с подводной системой (ПС) из подводно-донно обвязанных устьев скважин, манифольдов, контрольно-измерительных устройств и нефтепроводов, соединённых с ПП, а также с НП в северной части месторождения Касабланка. В 1977 г. на соседней площади, где глубина залива 670 м, скв. 1-Си-Монтана-

со выявила месторождение Монтанасо, фонтанируя 1 285 м³/сут нефти плотностью 858 кг/м³ из юрских трещиноватых и карстово-кавернозных известняков на глубине 2806 м. После того, как в 1978 г. и скв. 2-Ди-Монтанасо фонтанировала 275 т/сут нефти плотностью 874 кг/м³ из тех же известняков, это месторождение начало разрабатываться также с использованием ПП и ПС [1].

В итальянском секторе самой южной части Адриатики, 40–50 км севернее и северо-восточнее Бриндизи, что на берегу зал. Таранто, в море глубиной 800–950 м находится гигантское газонефтяное месторождение Аквила, нефтяное Ровести и газовое Фалько. Итальянская нефтяная компания «Агип» пробурила в 1981 году скв. 1-Аквила на глубину 4250 м с ПП в Адриатике глубиной 828 м и получила фонтанный приток 477 м³/сут нефти плотностью 836 кг/м³ из третичных и альбских карбонатов, освоенных в интервале глубин 3867–3925 м. Начальные доказанные (извлекаемые) запасы Аквилы равны 93 млн т нефти и 79 млрд м³ природного газа. Нефть залегает в трещиноватых карстово-кавернозных известняках и доломитах альба, газ – в аналогичных третичных карбонатах. Эти нефтегазовые коллекторы имеют здесь превосходные пористость и проницаемость. Разработка нефтяной залежи обошлась \$ 106 млн, окупаемость затрат равна 4 годам, и Аквила в течение 10 лет даёт ежегодно прибыль по \$ 130–135 млн. Разработка с 1998 г. велась двумя скважинами, пробуренными в 1993–1995 гг., и ныне здесь добывается суммарно 1 423 м³/сут нефти плотностью 842 кг/м³ из карбонатов альба на глубине 4320 м. Скважины оборудованы безводолазной модулярной обвязкой их глубоководных (850 м) устьев, а головки скважин соединены с многофазным подводным трубопроводом, который связан эластичным райзером высокого давления с танкером дейдвудом 30 тыс. т, отгружающим нефть на челночные танкеры. В этом же осадочном бассейне Умбро-Маркиджяно и недалеко от Аквилы разрабатываются месторождения Ровести и Фалько.

Континентальный склон Европы нефтегазоносен и юго-западнее Сицилии, где с 2006 г. разрабатывается глубоководное (460 м) газовое месторождение Панда. Оно открыто в 2002 г. первой скважиной, пробуренной в Сицилианском проливе, перед забоем (3258 м) вскрывшей газоносную толщу мезозойских карбонатов сводной толщиной 300 м и фонтанировавшей оттуда 538 тыс. м³/сут природного газа. Панда содержит около 11 млрд м³ газа, открыто и разведано итальянской «ЭНИ» с британской «Бритиш Гэс», с 2006 г. разрабатывается и подаёт свою газодобычу через имеющуюся сеть морских и наземных газопроводов к Бриндизи, что на Апеннинском п-ове, на северном побережье зал. Таранто [1]. «Эни» уже планирует ускоренную разведку и разработку всех своих глубоководных открытий газа в Сицилианском проливе после того как опробовала 170 тыс. м³/сут природного газа в скв. 2-Арго, в проливе глубиной 580 м и 20 км мористее Арьидженто (Аг-ридженто). Это подтверждает открытие газа, сделанное соседней скв. 1-Арго, пробуренной в 2006 г. в проливе глубиной около 500 м. Рядом же находится газовое морское месторождение Кассиопея, которое «Эни» собирается включить в план по Арго-1 и Арго-2. В августе 2008 г. «Эни» при испытании на приток скв. 1-Кассиопея, пробуренной в проливе глубиной 560 м и

22 км мористее Арьидженто, получила 190 тыс. м³/сут газа. Запасы Кассиопеи подсчитаны в объеме 16 млрд м³, а вместе с другими оцениваются 18 млрд м³ газа [19].

В общем, на континентальном склоне Европы в Средиземном море глубиной 460–900 м обнаружено восемь нефтяных, газонефтяных и газовых месторождений с начальными суммарными извлекаемыми запасами более 101 млн т нефти плотностью 836–874 кг/м³ и более 109 млрд м³ природного газа в третичных, меловых и юрских карстово-кавернозных и трещиноватых известняках и доломитах (табл. 3). Залежи нефти и газа находятся на глубине от 2860 до 4320 м, откуда первые скважины фонтанировали индивидуально по 275–1285 т/сут нефти и по 170–538 тыс. м³/сут природного газа. Одно из упомянутых месторождений – гигантское газонефтяное месторождение Аквила. На его долю приходится 92 % запасов нефти и около 72,5 % запасов природного газа, разведанных на континентальном склоне Европы в Средиземном море.

Черное море в пределах континентального склона украинского сектора глубоким бурением еще не исследовано. Экспертами западных компаний прогнозируются нефтегазоперспективные объекты, ресурсы которых по данным объединения ГАК «Черноморнефтегаз» оцениваются в 850 млн – 1 млрд тонн у.т.

Что касается нефтегазосности турецкого сектора континентального склона, то во второй половине 2008 года самая крупная в мире нефтяная компания «ЭксонМобил» подписала с турецкой государственной компанией «ТПАО» соглашение о совместной (50:50) работе по поиску и разведке

Таблица 3

Газовые (г) и нефтяные (н) месторождения в третичных и мезозойских карбонатах на континентальном склоне Европы в Средиземном море глубиной 460–900 м

№ пп.	Месторождение и страна	Год открытия	Глубина моря, м	Начальные извлекаемые запасы:		Нефтегазоносная порода	Стратиграфический возраст нефтегазоносной породы
				нефть, млн т	газ, млрд м ³		
1	Аквила (нг), Италия	1981	828	93,0	79,0	Карбонаты	Третичный; альб
2	Арго (г), - « -	2006	580	-	2,0	- « -	Мезозой
3	Касабланка (н), Испания	1975	610	3,0	-	Известняки	Н. мел
4	Кассиопея (г), Италия	2008	560	-	16,0	Карбонаты	Мезозой
5	Монтанасо (н), Испания	1977	670	4,0	-	Известняки	Юра
6	Панда (г), Италия	2002	460	-	11,0	Карбонаты	Мезозой
7	Ровести (н), - « -	1980	820	> 1,0	-	- « -	Третичный; мел
8	Фалько (г), - « -	1981	900	-	> 1,0	- « -	- « -
Всего: 101 млн т нефти и 109 млрд м ³ природного газа							

нефти и природного газа в подводных недрах двух глубоководных (2000 м) блоков черноморского побережья Турции – Самсунского площадью 8500 км² и восточной части Блока № 3924 площадью 21 тыс. км². Эти блоки отделяет друг от друга участок моря тоже глубиной 2000 м. Он получен «ТПАО» и бразильской государственной нефтяной компанией «Петробраз». В 2009 году всё здесь должна быть начата агрессивная нефтеразведка [18].

В целом, на континентальном склоне Европы в подводных недрах Атлантики и Северного Ледовитого океана выявлено 122 глубоководных (217–1376 м) месторождения нефти, конденсата и природного газа в песках и песчаниках нижней перми, триаса, юры, мела и третичного возраста, а также в трещиноватых и кавернозно-карстовых известняках и доломитах третичного, мелового и юрского возраста 12 осадочных бассейнов, т.е. Восточно-фарерского, Воринг, Гаммерфест, Западношотландского, Пелагического, Североморского, Тромсё, Харстад, Хельгеланд, Умбро-Маркиджано, Эбро и Южного Баренцевоморского. Начальные суммарные извлекаемые запасы упомянутых месторождений равны 1614 млн т нефти плотностью 709–898 кг/м³, 100,5 млн т конденсата и 6759 млрд м³ природного газа. Начальные дебиты скважин, пробуренных на глубины от 1500 до 5418 м, измеряются от 151 тыс. м³/сут до 1–3 млн м³/сут природного газа, до 2405 м³/сут конденсата и от 150 до 7950 м³/сут нефти. Здесь имеются 18 гигантских месторождений нефти и природного газа. Их начальные суммарные извлекаемые запасы исчисляются 1141 млн т нефти и 6260,8 млрд м³ природного газа, что соответствует 70,7 % вышеупомянутых запасов нефти и почти 93 % запасов газа.

1. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. Гигантские ресурсы нефти и газа континентального склона Евразии // Геол. журн. – 2004. – № 1. – С. 9-20.
2. Гожик П.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. Успехи мировой нефтегазоразведки // Там же. – 2007. – № 2. – С. 19-33.
3. Порфирьев В.Б., Соллогуб В.Б., Чекунов А.В. и др. Строение и нефтегазоносность северной части Черного моря и сопредельных территорий. – Киев: Наук. думка, 1978. – 160 с.
4. Ashcroft I. Deepwater statistical report // Ibid. – No. 1. – P. 60.
5. Berman A. Exploration discoveries // World Oil. – 2007. – Vol. 228, No. 11. – P. 21.
6. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – 2008. – Vol. 229, No. 9. – P. 25.
7. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – No. 11. – P. 23.
8. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – 2009. – Vol. 230, No. 1. – P. 17.
9. Berman A. Exploratory discoveries // World Oil. – 2007. – Vol. 228, No. 8. – P. 23.
10. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – 2008. – Vol. 229, No. 10. – P. 23.
11. Berman A. Exploration discoveries // World Oil. – 2008. – Vol. 229, No. 12. – P. 17.
12. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – No. 8. – P. 25.
13. Berman A. Exploration discoveries // Ibid. – 2009. – Vol. 230, No. 2 – P. 29.
14. Berman A. Exploration discoveries // World Oil. -2007 – Vol. 228, No. 9. – P. 19.
15. Cohen D.M. Massive Shtokman steams ahead against economic cross-currents // World Oil. – 2009. – Vol. 230, No. 3. – P. 21.
16. Deeper gas proved in Norwegian Sea's Alve field // Oil and Gas J. – 2008. – Vol. 106, No. 20. – P. 9.
17. Eni Goliat appraisal encounters deeper oil // Oil and Gas J. – 2006. – Vol. 104, No. 45. – P. 8.

18. *ExxonMobil* signs Black Sea exploration deal // *Ibid.* – 2008. – Vol. 106, No. 44. – P. 8.
19. *Eni* tests gas from Argo-2 well off Sicily // *Oil and Gas J.* – 2008. – Vol. 106, No. 38. – P. 42.
20. *Gas-condensate* find tested west of Shetland // *Oil and Gas J.* – 2007. – Vol. 105, No. 35. – P. 8.
21. *Knott D.* Tight squeeze for Texaco's Erskin // *Oil and Gas J.* – 1997. – Vol. 95, No. 10. – P. 27.
22. *Kristin* field comes on stream off Norway // *Ibid.* – 2005. – Vol. 103, No. 42. – P. 9.
23. *Kuhl K.H.* World of oil: Iceland to conduct first exploratory offshore drilling // *World Oil.* – 2008. – Vol. 229, No. 10. – P. 13.
24. *Lamont A., Radcliffe P., Klinck M.* Extensive job planning aids in rig-assist HPHT cleanout // *World Oil.* – 2009. – Vol. 230, No. 2. – P. 93-99.
25. *Moritis G.* Project start, completion dates become less definite // *Ibid.* – No. 30. – P. 38-49.
26. *Newsletter* // *Oil and Gas J.* – 2003. – Vol. 101, No. 32. – P. 9.
27. *Norway* clears Tyrihans for development // *Ibid.* – 2006. – Vol. 104, No. 10. – P. 10-11.
28. *Newsletter* // *Ibid.* – 2004. – Vol. 102, No. 36 – P. 8.
29. *Newsletter* // *Ibid.* – No. 47 – P. 8.
30. *Newsletter* // *Oil and Gas J.* – 2004. – Vol. 102, No. 47. – P. 8.
31. *OMV* makes discovery west of the Shetlands // *Ibid.* – No. 40. – P. 8.
32. *Statoil* secures rig for Gjoa project // *Ibid.* – 2007. – Vol. 105, No. 2. – P. 9.
33. *Statoil* assays Volve crude // *Oil and Gas J.* – 2009. – Vol. 107, No. 4. – P. 50-52.
34. *StatoilHydro* assays Snohvit condensate // *Ibid.* – 2008. – Vol. 106, No. 23. – P. 46-48.
35. *Statoil's* Tulipan wildcat finds gas // *Ibid.* – No. 37. – P. 8.
36. *Statoil* finds gas with Midnattsol well off Norway // *Ibid.* – No. 33. – P. 8.
37. *Taylor E., Eldholm O., Thiede Jo.* Evolution of Norwegian Sea: synthesis of ODP Leg 104 drilling // *Amer. Asso. Petrol. Geol. Bull.* – 1987. – Vol. 71, No. 5. – P. 620-621.
38. *Tyrihans* field off Norway starts production // *Ibid.* – No. 26. – P. 8.
39. *Watson J.M., Swanson C.A.* North Sea – major petroleum province // *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull.* – 1975. – Vol. 59, No. 7. – P. 1098-1112.
40. *Westwood J.* Basins off NW Europe offer opportunities in troubled seas // *Ibid.* – 2007. – Vol. 105, No. 31. – P. 36-42.
41. *West of Shetland* gas find under appraisal // *Oil and Gas J.* – 2009. – Vol. 107, No. 35. – P. 8.

На континентальному схилі Європи є 122 глибоководних (217-1376 м) нафтових і газових родовища, які містять 1614 млн т нафти, 100 млн т конденсату та 6759 млрд м³ природного газу в пісковиках і карбонатах 12 осадових басейнів у морі біля Ірландії, Іспанії, Італії, Норвегії, Росії та З'єднаного Королівства.

In the Europe's continental slope, there are 122 deepwater (217-1376 m) oil and gas fields which contain 1654 million tonnes of oil, 100 million tonnes of condensate and 6759 billion cubic metres of natural gas in sandstones and carbonates of 12 sedimentary basins off Ireland, Italy, Norway, Russia, Spain and United Kingdom.