

Норвежские уроки

Особенности геологического строения и разработки Ekofisk

В. Богоявленский, зам. директора ИПНГ РАН, зав. лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа, член-корреспондент РАН,

И. Богоявленский, научный сотрудник ИПНГ РАН

Изучение опыта освоения зарубежных морских нефтегазовых бассейнов позволяет минимизировать количество ошибок, неизбежных при разработке отечественного шельфа. В этом смысле показательны уроки Ekofisk – одного из крупнейших месторождений Северного моря, которому в результате правильно подобранных технологий сейсмических исследований и поддержания пластовых давлений контролируемым водонагнетанием удалось дать вторую жизнь.

Новые перспективы

В Институте проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН) проводятся комплексные исследования не только нефтегазоносности основных нефтегазовых бассейнов (НГБ) мира, но и истории открытий и освоений наиболее значимых месторождений, нередко сопровождающихся авариями и катастрофами. Ряд наших публикаций был посвящен НГБ Мексиканского залива, Северного склона Аляски, Северного, Каспийского и других морей.

В данной работе мы рассмотрим особенности геологического строения и разработки месторождения Ekofisk – одного из крупнейших в НГБ Северного моря. Сейчас его оператором является ConocoPhillips Skandinavia AS (35,11% акций). Партнеры компании – Total E&P Norge AS (39,9%), Eni Norge AS (12,39%), Statoil AS (7,6%) и Petoro AS (5%).

В результате десятилетних нефтегазопроисловых исследований в прибрежной зоне суши Голландии при бурении скважины Slochteren-1 22 июля 1959 года в песчаниках нижней перми (ротлигендс) было открыто самое большое в Европе газовое месторождение Groningen, которое из-за названия первой скважины иногда называют Slochteren. Groningen входит в число 15 крупнейших газовых месторождений мира (с учетом открытий последнего десятилетия). Его извлекаемые запасы оценены в 2,8 трлн кубометров. При этом накопленная добыча за 50 лет превысила 2 трлн кубометров.

Открытие Groningen кардинально изменило представление о нефтегазовых перспективах Северного моря и резко активизировало его исследования. Однако морское бурение в начале 60-х гг. вблизи Groningen не привело к успеху.

Первые поисковые скважины вдали от побережья Северного

моря начали буриться практически одновременно в Дании и Великобритании (1964 год), а также в Норвегии (1965 год). В южной части Северного моря в британском секторе в песчаниках ротлигендс были открыты в 1965 году West Sole, в 1966 году – Leman, Indefatigable и ряд других.

Награда за упорство

Отсутствие позитивных результатов бурения многих десятков скважин в центральной части Северного моря поставило под сомнение возможность серьезных открытий, и некоторые компании даже приостановили работы. Однако в конце 1969 года Phillips Petroleum после бурения восьми неудачных скважин открыла в Центральном грабене на глубине моря около 60 м Ekofisk – одно из трех самых крупных нефтегазовых месторождений Норвегии с первоначальными извлекаемыми запасами нефти 569 млн тонн и газа 165 млрд кубометров.

Ekofisk приурочено к антиклинали высотой по замкнутой изогипсе 244 м, размером около 11x5,5 км и площадью около 50 км². Основная залежь расположена на глубине свыше 2800 м в кровельной части мощного (около 800 м) трещиноватого известняка (мел) формаций Ekofisk (палеоцен) и Тог (верхний мел), разделенных глинистым слоем.

Первоначально в резервуаре существовали аномально высокие пластовые давления (АВПД) с коэффициентом аномальности Кан=1,6. Трещиноватый коллектор в мелу характеризуется средней пористостью 31% (местами до 45-50%) и проницаемостью 20 мД (1-50 мД). Общая мощность нефтяных интервалов превышает 300 м. Четкого водонефтяного контакта (ВНК) нет, происходит постепенное замещение нефти водой.

Нефть Ekofisk имеет плотность 0,83-0,85 г/см³. Основными нефтегазоматеринскими породами являются верхнеюрские черные глины с высоким содержанием органического вещества, а покрывкой – глины палеоцена и вышележащей толщи.

Проблемы гиганта

Добыча нефти на Ekofisk началась 15 июня 1971 года. В первые годы нефть вывозилась танкерами, а газ – частично использовался для внутренних потребностей промыслов и сжигался, а также закачивался в резервуар в значительных объемах в 1975-1995 гг. Спустя четыре года после начала добычи стал функционировать подводный нефтепровод в Великобританию Norgipe Oil длиной 354 км и пропускной способностью до 53 млн кубометров в год. С 1977 года начался экспорт газа в Германию по газопроводу Norseas Gas с пропускной способностью около 12 млрд кубометров в год.

Согласно первоначальному плану разработки Ekofisk, предполагался коэффициент извлечения нефти (КИН) всего 17%, при этом рентабельная добыча должна была завершиться в 2001 году. За счет добычи нефти и газа давление в залежи сни-

зилось к 1987 году до Кан=1,15, что привело к существенному падению нефтедобычи, уплотнению резервуара и значительному (свыше 3 м) проседанию морского дна со скоростью до 0,4 м в год, обнаруженному в 1984 году. В 1994 году проседание достигло 6 м, а в 1999 году – 7,8 м. В настоящее время проседание дна в центре месторождения оценивается в 10 м. Такие же процессы, но в меньших масштабах, выявлены и на соседних месторождениях (Valhall и др.).

В результате проседания морского дна ряд скважин Ekofisk был выведен из строя, и потребовалось выполнить большие объемы восстановительных работ. Во избежание затопления в 1987 году шесть платформ в центральной части месторождения были приподняты на 6 м, а центральное нефтехранилище защитили от волн в 1988 году специальной цилиндрической конструкцией.

Необходимо отметить, что процесс уплотнения резервуара и проседание покрывающей толщи на Ekofisk сопровождается землетрясениями, как и на многих других месторождениях, включая российские. Само крупное из них магнитудой 4,1-4,4 произошло 7 мая 2001 году и вызвало сильные сотрясения платформ. Явление было зарегистрировано более чем 150 сейсмологическими станциями на удаленностях до 2500 км, в том числе и Геофизической службы РАН.

Основным объяснением такого землетрясения является чрезмерно интенсивное заводнение в 1999-2001 гг. на северном фланге резервуара, приведшее к значительному росту пластовых давлений и к образованию локального поднятия (до 20 см

за два года) участка морского дна площадью около 1 км² на фоне общего продолжающегося проседания.

На рис. 1 приведен график фактической ежемесячной нефтедобычи на месторождении Ekofisk (исходные данные предоставлены Норвежским нефтяным директором – NPD), на котором наблюдаются ежегодные падения объемов добычи нефти, связанные с профилактическими и ремонтными работами, проводимыми обычно в теплое время года (в основном в июне-августе). Анализ рассчитанного нами газового фактора (ГФ), первоначально не превышавшего 200 м³/т, показал его значительный рост до среднегодового около 1000 м³/т в 1984-1988 гг. и сильную изменчивость на фоне падающей нефтедобычи.

Рост ГФ до максимального значения 1550 м³/т и его резкая изменчивость в 1980-1991 гг. обусловлены, видимо, прорывами закаченного газа в добывающие скважины. Отметим, что такой высокий ГФ у нас не вызывает особого удивления – при постоянном закачивании газа на месторождении Prudhoe Bay на Северном склоне Аляски он почти достиг 6000 м³/т, по нашим расчетам, а это свидетельствует о практическом превращении данного месторождения в подземное хранилище газа, что также практикуется и на шельфе Норвегии.

Для уменьшения процесса проседания, увеличения давления в резервуаре и повышения КИН был принят план интенсивного закачивания воды, который первоначально вызывал серьезные опасения из-за возможного разрушения мелового резервуара. В 1987

году начался этап интенсивного водонагнетания, что позволило компенсировать упавшее давление на 40%, увеличить нефтегазодобычу и уменьшить (с 1999 года) среднегодовые темпы проседания дна с 35 до 15 см в год.

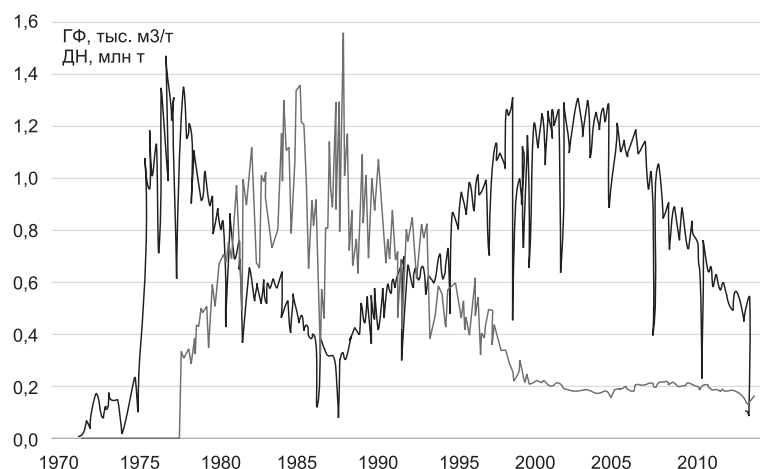
В 1995 году объем закачиваемой воды превышал объем добываемой нефти более чем в четыре раза. Спустя три года после этого началась вторая стадия эксплуатации месторождения со значительным переоборудованием добывающего комплекса.

Новое дыхание Ekofisk

На Ekofisk в 1989 году была впервые проведена сейсморазведка 3D с судна с плавающими косами, позволившая уточнить строение резервуара и оптимизировать его разработку, особенно касательно размещения водонагнетательных скважин, объемов и темпов закачивания воды. Месторождение получило вторую жизнь, и при этом газовый фактор начал снижаться, постепенно выходя на уровень, близкий первоначальному.

Принципиально новое видение процессов флюидозамещений пришло с применением сейсмического мониторинга (сейсморазведка 4D), заключавшегося в сравнительной обработке данных сейсмических исследований 3D с плавающими косами в 1999, 2003, 2006 и 2008 гг. с базовой (первоначальной) съемкой 1989 г. Результаты были столь успешными, что позволили инициировать принятие решения о начале систематического полноазимутального (FAZ – Full Azimuth) сейсмического мониторинга ОВС (Ocean Bottom Cable) с сейсмодонными кабелями, устанавливаемыми на дно моря

Рисунок 1. Результаты ежемесячной добычи нефти и газовый фактор на Ekofisk



Источник: ИПНГ РАН

на всё время жизни месторождения, по технологии, называемой за рубежом LoFS (Life of Field Seismic), PRM (Permanent Reservoir Monitoring), или PSM (Permanent Seismic Monitoring).

Выбор донной регистрирующей системы для сейсморазведки 4D осуществлялся в процессе тестовых опробований и конкурса. При этом предпочтение было отдано фиброоптической системе OPTOWAVE, созданной компанией OptoPlan (Sercel) для глубин моря 500 м. Данная система была установлена CGGVeritas (оператор работ 4D с 20-летним опытом) в 2010 году на площади около 60 км² и, начиная с этого момента, стали проводиться наблюдения с периодичностью два раза в год. Всего установлено 199 км кабелей (3966 4-компонентных приемников через 50 м) на 24 линиях с интервалом между ними в 300 м.

Благодаря новым технологиям с контролируемым водонагнетанием, активно применяемым компанией ConocoPhillips, КИН на месторождении Ekofisk вырос с 17 до 50%, а накопленная добыча нефти приблизилась к

450 млн тонн, а газа – 150 млрд кубометров. По данным NPD, жизнь Ekofisk продлена почти на 50 лет до 2049 года.

В России освоение всех морских месторождений сопровождается сейсморазведкой 3D, однако сейсмический мониторинг проводился всего один раз на Пильтун-Астохском месторождении (оператор – Sakhalin Energy) в 2010 году с плавающими косами (PGS). Результаты позволили понять произошедшие флюидозамещения в резервуаре и скорректировать дальнейшее водонагнетание.

Применение сейсмомониторинга с донными кабелями (LoF, PRM) обладает множеством преимуществ, включая возможность контроля флюидоперетоков в условиях, близких к реальному времени, что повышает не только эффективность нефтегазодобычи, но и безопасность освоения месторождений. В ИПНГ РАН при сотрудничестве с рядом специализированных предприятий ведутся разработки новых технологий сейсмического мониторинга.