

Нефтяная геология

Desire aims to put lustre back into Falklands offshore oil and gas campaign

Desire вернет блеск Фолклендской морской нефтегазовой кампании. Вслед за первой программой разведочного бурения в 1998, разговоры об углеводородных перспективах на море у Фолклендских островов в Южной Атлантике заметно затихли. Все может измениться, как отмечает First Break

Mаленькая нефтепоисковая компания, базирующаяся в Великобритании, Desire Petroleum, сделала большой шаг для возрождения интереса к морским нефтегазовым работам у Фолклендских островов.

В январе Desire объявила, что корабль *Geo Pacific* компании Fugro Geoteam приступил к 40-45 дневной сейсмической съемке 3D по меньшей мере на 800 км² в секторах С и D, также на небольшой части сектора F в лицензированных водах к северу от Фолклендских островов. Компания надеется, что новая съемка, которая покрывает три больших структуры Северного Фолклендского бассейна, которые были найдены во время предыдущей съемки 2D, даст начало широкомасштабным работам по добыче нефти и газа.

Эта инициатива последовала за бурением шести скважин в 1998, после того как были выданы первые лицензии на разведку на участках прибрежного региона Фолклендов. Desire верит, ключ к углеводородным богатствам найден. Не так давно Др. Колин Фиппс (Colin Phipps), председатель компании, сообщил акционерам, что была разработана новая геологическая модель, в которой были идентифицированы области в пределах северного Фолклендского бассейна под нефтематеринской породой, в которых скорее всего, содержатся коллектора и ловушки нефти. Построение этой модели явилось толчком к планированию новых сейсмических изысканий, которые обсуждались с потенциальными партнерами, которые подчеркнули важность сейсморазведки 3D при уточнении главных объектов бурения.

Советник правительства Фолклендских островов по разведке нефти и газа, Фиппс, подтверждая информацию, полученную от Британского Геологического общества, говорит о том, что во время первой кампании по бурению в бассейне Северных Фолклендов была встреченена очень мощная, озерная нефтематеринская порода. Расчеты говорят о том, что порядка 60 - 110 млрд. баррелей нефти было генерировано и выброшено из зрелого разреза этой материнской породы. В разрезе имеется по крайней мере еще один нефтематеринский пласт, который залегает глубже. Все шесть из пробуренных до настоящего времени скважин были нацелены на структуры, залегающие выше материнской породы, но, поскольку верхний, незрелый разрез материнской породы формирует покрышку на протяжении всего бассейна, было встреченено только нефтепроявление. Задача новой геологической модели - идентификация потенциальных коллекторов и структур, располагающихся под материнской породой и прилегающих к ней.

В результате всемирного замедления активности морского бурения, в конце прошлого года значительно снизилась стоимость выполнения сейсмических работ 3D, что благоприятствует компании Desire в проведении съемки с целью подтверждения теории строения углеводород-содержащих структур. Компания вышла на рынок и получила совокупное финансирование в размере £5 миллионов, что ей позволяет провести съемку. Desire собирает потенциальных инвесторов, предлагая значительную долю акций в эквиваленте более 13 блоков Северного моря; месторождение будет рентабельным, если будет открыто 50 миллионов баррелей промышленных запасов нефти и использована технология плавучей системы нефтедобычи, хранения и морской отгрузки (FPSO).

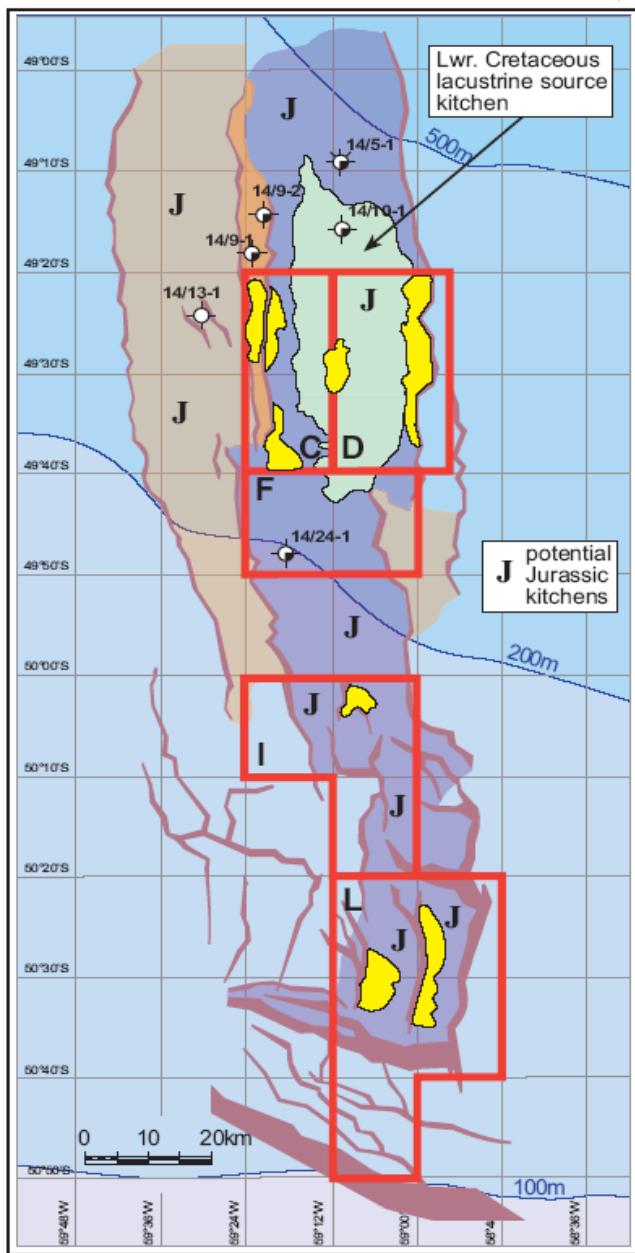
История изучения Фолклендских островов

В развернутой записке по истории изучения Северного Фолклендского бассейна и Фолклендских островов, подготовленной для правительства Фолклендских островов Доктором Филом Ричардсом (Phil Richards) из BGS, были приведены следующие данные:

Фолклендские острова расположены с западной стороны Фолклендского плато, окруженного четырьмя основными осадочными бассейнами: бассейном



Нефтяная геология



Фолклендского плато на востоке, Южным Фолклендским бассейном на юге, Мальвинским Бассейном на западе, и Северным Фолклендским бассейном на севере. Считается, что четыре бассейна изначально образовались в Триасовое время на ранне-Меловых рифтах, связанных с распадом Гондваны. После рифтообразования в валанжинское время произошло тепловое проседание. Имеется свидетельство Кайнозойского подъема, возможно совпавшего с Андским сжатием и развитием надвига вдоль границы плиты к югу от островов, который образовался при открытии моря Скотти.

В состав северного Фолклендского бассейна входят два главных структурных элемента: грабен, называемый северным Фолклендским грабеном, простирающийся с севера на юг, и группа дополнительных бассейнов на

западе от грабена, также контролируемая простирающимися с севера на юг разломами растяжения, но ограниченная ориентированным с северо-запада на юго-восток реактивированным палеозойским надвигом пластов незначительной мощности. Северо-Фолклендский грабен подразделяется на западный и восточный депоцентры, в своей северной части, разделяемые проникающим, внутриграбенным поднятием с простиранием с севера на юг. Грабен имеет ширину около 50 км на северном участке, и порядка 30 км около южной оконечности, около 36 км к югу от Островов. Его заскированная длина около 230 км, но он может простираться дальше на северо-восток.

Из шести скважин, пробуренных в 1998, три располагались в восточном Депоцентре (14/5-1A, 14/10-1 и 14/24-1), две на внутри-грабенном поднятии (14/9-1 и 14/9-2), и одна на поднятии Минке в Западном Депоцентре (14/13-1). Скважины позволили сделать значительные уточнения к исходным моделям тектоно-стратиграфической истории бассейна.

В данном районе идентифицированы восемь коррелируемых тектоно-стратиграфических подразделений. Каждая из сейсмически-идентифицированных границ комплексов, определяющих эти подразделения, была привязана к данным каротажа по шести скважинам. Среди восьми тектоно-стратиграфических подразделений идентифицированы: дорифтовый комплекс; ранне син-рифтовый интервал; позднее син-рифтовый интервал; переходный комплекс; ранне-послерифтовый интервал; средний послерифтовый интервал; поздне послерифтовый интервал; и комплекс прогиба после поднятия. Восемь тектоно-стратиграфических комплексов, идентифицированных в Северо-Фолклендском бассейне, описаны детально Ричардсом и Хилиер (Richards and Hillier, 2000).

Материнские породы

Был проведен расширенный анализ по всем аргиллитам во всех шести скважинах. Основная материнская порода интервала Северо Фолклендского бассейна представлена ранне-послерифтовой последовательностью пород с преобладанием аргиллита. Органика в этом аргиллитовом интервале – преимущественно кероген типа I, состоящая большей частью из алгинита или ламалгинита. Присутствует незначительное количество органического вещества, образовавшегося из наземных растений. Водоросли состоят, прежде всего, из маленьких одноклеточных, с Ботриококками (*Botryosphaera*), что указывает на отложение в условиях озерной обстановки. Серовато-бурые озерные материнские породы, развитые в разрезе с поздне син-рифтового по ранне послерифтовый, литологически сходны с верхнепермскими озерными материнскими породами южного Юнггарского бассейна северо-запада Китая, которые стоят в одном ряду с самыми богатыми нефтематеринскими породами в мире.

Определение времени формирования нефти неточно, поскольку сложно определить время достижения пикового значения теплового потока в бассейне: это могло быть или в период с 150 до 125 миллионов лет назад (с Юрского – по Валанжинское рифтообразование), или около 90 миллионов лет назад (во время послерифтовой фазы), когда температура коры в регионе могла увеличиться из-за открытия Южной Атлантики. Региональная граница несогласия была выделена в Туруне около 90 миллионов лет назад,

она могла представлять собой фазу регионального подъема и утонения коры, и могла быть связана с увеличением теплового потока в это время.

Для данного бассейна было рассчитано несколько моделей погружения с изменением теплового потока; модель, основанная на пиковом значении теплового потока около 80 МВт/м² (90 млн. лет назад) близко совпадает с наблюденными VR, температурой и геохимическими данными, и указывает на то что образованием нефти имело место в ранне пост-рифтовой материнской породе во время позднего Мела, между 70 и 100 миллионами лет назад. Эта модель предусматривает, что более 50% органического материала могло преобразоваться в нефть на глубине бассейна порядка 3000 м ниже уровня моря. Моделирование погружения, с более ранним пиком теплового потока (около 125 миллионов лет назад), дает пиковое образование нефти в наши дни, но при этом только 2% органики преобразуется в нефть, что не согласуется с анализом созревания, выполненным на самих материнских породах. Третья модель погружения, с пиком теплового потока около 112 миллионов лет назад, с оценочной глубиной до нефтематеринского интервала 3400 м ниже уровня моря, предсказывает переход в нефть около 35% органики с максимальным выбросом в Апт.

Моделирование относительно слабого погружения для более глубоких потенциально нефтематеринских пород с среднеюрского по берриасский возраст в ранне- и позднесинрифтовом интервале предполагает, что в настоящее время стадия зрелости уже закончилась. Они, возможно, достигли пиковой генерации в раннем Мелу, а большая часть углеводорода была выброшена около 90 миллионов лет назад (с сеномана по турон).

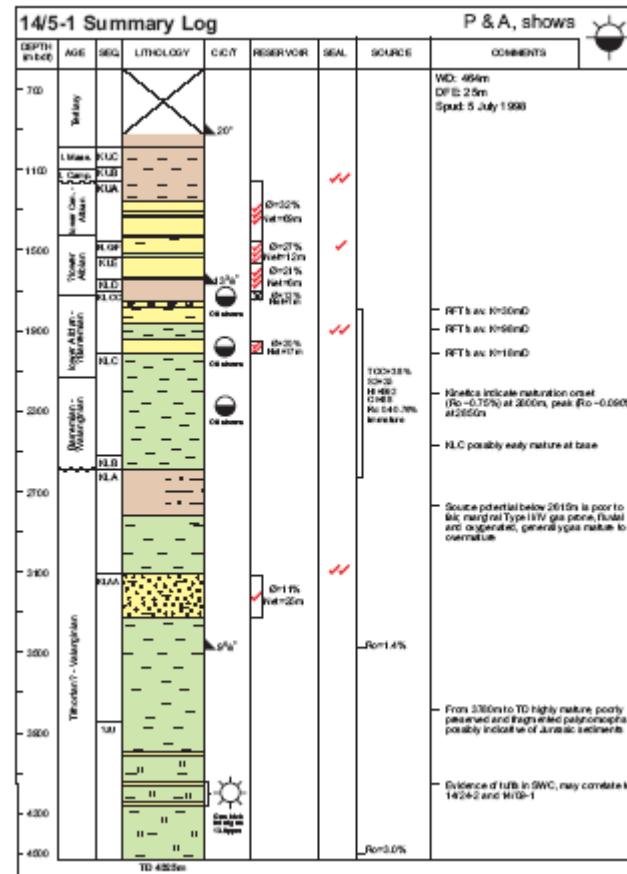
Нефтепроявления и типы нефти

Нефте или нефте-и-газо проявления были встречены в пяти из шести скважин, но единственными углеводородами, которые фонтанировали на поверхность была парафиновая нефть (27° API) из скважины 14/10-1. Нефтепроявления из коллекторов отмечены на различных уровнях, включая интервал материнской породы с поздне- синрифтового по ранне пострифтовый.

Газопроявления, наблюдавшиеся при бурении, лежали в диапазоне с 1%, до 32% в ранне син-рифтовом комплексе в скважине 14/5-1A. Типы газа часто ограничивались С₁, иногда с незначительным количеством С₂ и С₃, хотя временами были отмечены высокие уровни С₂ по С₅. Газопроявления в вышележащих песчаниках, обычно менее обширны.

Коллектора

Все шесть разведочных скважин встретили потенциальные породы-коллектора, в диапазоне возрастов с поздней Юры по поздний Мел. Потенциальные коллектора мела встречаются чаще, особенно внутри ранних и средних после-рифтовых пачек. Были встречены некоторые важные интервалы песчаника. Например, в скважине 14/5-1A было встречено



390 м чистых коллекторов (дельтовых и речных песчаников) со средней пористостью 13%; тогда как в скважине 14/10-1 встречены чистые песчаники общей мощностью 84 м, со средним значением пористости 27.5%. Главная цель будущих компаний по бурению заключается в изучении коллекторов песчаника хорошего качества, особенно в секции син-рифта под материнской породой.

Покрышки

Понимание путей миграции и строения пород - покрышек может дать ключ к предсказанию залежей углеводородов в северном Фолклендском бассейне. Наиболее эффективная верхняя покрышка, возможно представлена ранне после-рифтовой материнской породой, так как Киммериджская глинистая формация одновременно ведет себя как материнская порода и региональная покрышка в центральной и северной части Северного моря. Верхние 600 м из нижнего интервала пост-рифтового аргиллита находятся выше окна генерации нефти в центральной части восточного депоцентра. Анализ газа над верхней частью резервуара говорит о том, что вертикальной миграции газа через эту глину не было, что указывает на то, что она представляет собой эффективную покрышку.

Основной интервал материнской породы (с валанжина по ранний Апт, ранний пост-рифтовый комплекс) на сейсмическом разрезе представлен низко скоростной зоной (LVZ), и до бурения считалось, что эта зона представляет собой зону аномально высокого давления. Однако, во время бурения не было отмечено никаких избыточных давлений в бассейне,

Нефтяная геология

LVZ представляет собой интервал, богатый органикой с низким значением плотности.

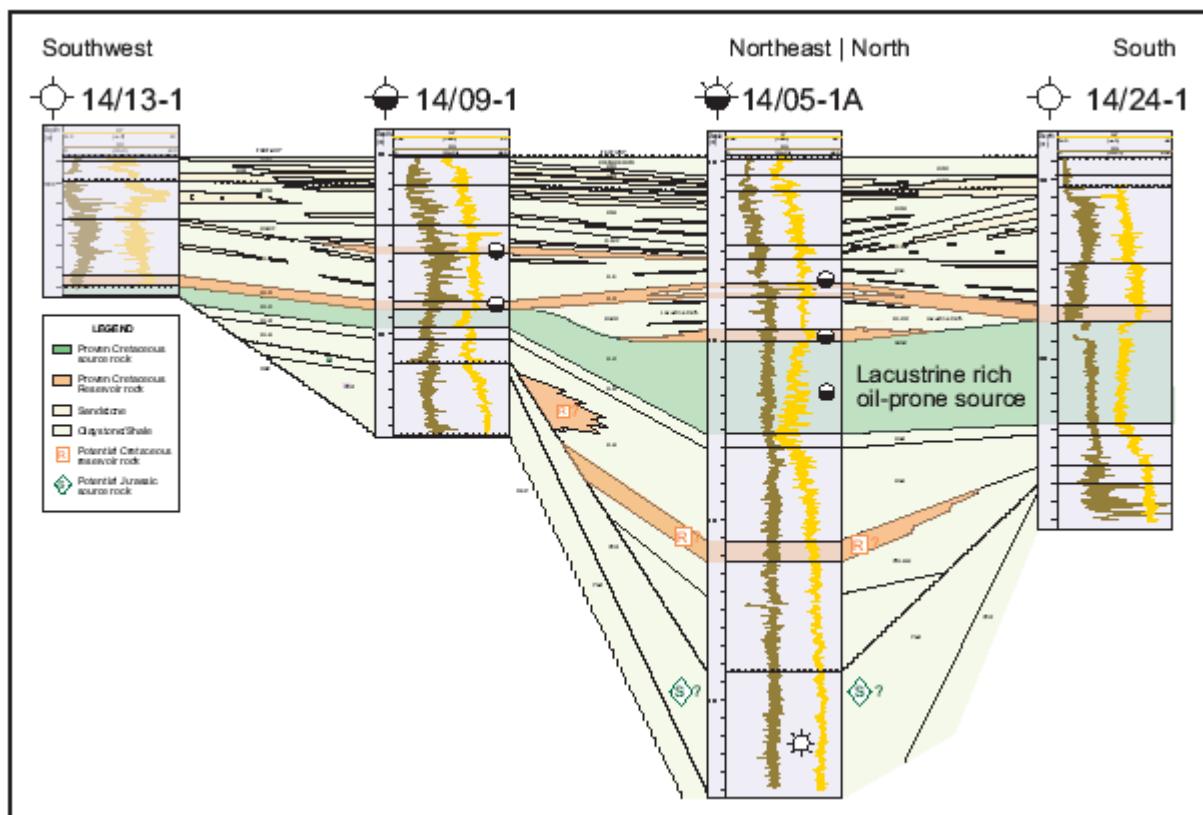
Поскольку аргиллиты не перегружены, система истечения флюида под аргиллитом не ограничена, и углеводороды, скорее всего, могли мигрировать латерально, вдоль каналов миграции, которые имеются в песчанике или под аргиллитами. Этот тип миграции будет благоприятствовать отложению нефти в конусах выноса краевых участков бассейна, в наклонных блоках, ограниченных сбросами, расположенных стратиграфически ниже аргиллита, или в син-рифтовых коллекторах вдоль таких зон, как внутри-грабенное поднятие. Анализы нефтей, полученных с поверхности, в виде нефтепроявлений, подтверждают гипотезу о предпочтительной миграции вертикально вниз. Единственные нефтепроявления были замечены в предположительно недогруженном песчанике над основным материнским интервалом ранне-пострифового комплекса, тогда как подвижная нефть была извлечена в скважине 14/10-1 из пород, залегающих под ранне-пострифовой материнской породой.

Таким образом, основной интервал нефтематеринских пород является эффективным вертикальным барьером миграции, что возможно объясняет то, что лишь небольшая доля нефти могла мигрировать из зрелых, базальных частей интервала материнских пород вверх в средне пострифовые трансгрессивные и речные песчаники, разбуренные на всех шести скважинах. Вертикальная миграция в средне пострифовые песчаники могла быть возможной там, где ловушки

залегают рядом с проникающими разломами, обеспечивающими пути миграции вниз в основную нефтеносную зону восточного депоцентра, примыкающую к краевым частям бассейна. Возможно, самым эффективным путем миграции в бассейне является путь латеральной миграции, которая может проходить под аргиллитами, затем в разломных блоках под материнской породой, а потом в конуса выноса, примыкающие к восточной окраине, или синрифтовые песчаники на участках вдоль внутриграбенового поднятия. В бассейне, возможно, генерировались большие объемы нефти, но только незначительные проявления встречены в пострифовых ловушках, так как синрифтовые ловушки еще не были адекватно протестированы.

Типы нефтеносных пластов

Во время компании по бурению 1998 года планировалось протестировать разные типы пластов, но анализ скважин указывает на то, что только три типа пластов были протестированы. Три протестированных типа пластов - это ранне пострифовые дельты, средне пострифовые трансгрессивные и речные песчаники, и синрифтовая последовательность в ядре внутри-грабенового поднятия. Нетестированные пласти включают в себя песчаники конуса выноса с Юры по ранний Мел, отложенные во время синрифтовой фазы, ранне-Меловые дельтовые тела, которые продвинулись в сторону бассейна из окраинных частей во время ранне-пострифового времени, береговые и/или трансгрессивные песчаники с аптского по альбский возраст, которые могли быть отложены вдоль края бассейна во время начального надвига крыльев структуры в средне пост-рифтовую фазу,



и другие замкнутые поднятия, особенно на син-рифтовом уровне в неразбуренной южной части северного Фолклендского бассейна.

История сейсмических исследований и бурения

Сейсмические исследования МПВ были проведены в этой зоне Геологической обсерваторией Ламон-Доэрти в конце 1950х. За этим последовала серия преимущественно академических исследований в 1970х, кульминацией которых стало бурение трех скважин на валу Мориса Эвинга, несколько сотен километров к востоку от островов, программой Глубоководного бурения DSDP в 1974. Эти скважины подтвердили существование потенциальных нефтематеринских пород в этой области.

В 1977-78 было проведено два качественных, региональных сейсмических исследования Вестерн Джоэфизикал и GSI. Они включают в себя 21 652 км данных с расстоянием между профилями до 90 км. Некоторые из этих данных были переобработаны HGS в 1991. Между 1993 и 1995 Geco-Prakla и Spectrum провели рекогнисцировочные качественные сейсмические исследования к югу и к северу от Островов, соответственно, общей длиной 15 558 км и с минимальным расстоянием между профилями 10 км. Spectrum позже получил загущенные сейсмические данные на исходной рекогнисцировочной сети к северу от островов. Эта загущающая съемка включает 3650 км данных с расстоянием между линиями профилей 5 км. Компания также получила сетку сейсмических данных на Особой Совместной области (SCA) в 1997, загущая исходную сетку рекогнисцировочных исследований,ложенную Geco-Prakla. Эти данные были переобработаны Spectrum в 2000, и представляют собой данные превосходного качества.

Lundin Oil получил 1250 км сейсмических данных на нелицензированной области непосредственно к северу от блоков А и В в северном Фолклендском бассейне в начале 2001. Эти данные были получены согласно условиям лицензии на добычу в блоке F, и предлагаются компанией Talisman Energy для коммерческого использования компаниям, которые планируют получить лицензии на этом участке, при политике открытого лицензирования, проводимой правительством.

Аргентинские скважины

В восьмидесятых годах и начале девяностых, было пробурено 17 скважин в прилежащих водах Аргентины Мальвинского бассейна. Из них, 13 были пробурены Exxon, три Occidental Argentina и одна YPF. Геология этих скважин была описана Галеацци (Galeazzi, 1998). Ни одна из них не дала промышленных объемов углеводородов, но в пяти были ободряющие нефте- и газо- проявления в нижне-Меловом коллекторе. Самый высокий приток нефти был отмечен в скважине Calamar x-1, около 3200 баррелей/день, 37° градусов Американского нефтяного института. В скважине, пробуренной в конце 1994 в бассейне Сан Джулан к северо-западу от Островов, замечены нефтепроявления внутри интервала коллектора мощностью 300 м.

Первые лицензии на добычу

В 1996, в результате конкурентного раунда торгов, открытых в ноябре 1995, было выдано семь лицензий на добычу 14 компаниям на площади Северного Фолклендского бассейна, к северу от Островов. Присуждение лицензий происходило на основе дискреционной системы, которая учитывала финансовые и технические возможности кандидатов, а также масштабы и качество программы исследования, предлагаемой для каждого транша. Изначально общая площадь блоков равнялась 12 800 км² в Северном Фолклендском бассейне, что эквивалентно 48 морским блокам Северного моря Великобритании. С тех пор часть площади была оставлена, и сменилось право собственности на несколько лицензий.

В программу исследований, которые проводили нефтедобывающие компании на этих лицензионных участках входили сейсмические работы с длиной профилей свыше 7500 км; сейсмическая программа исследований включала работы 3D через границу блоков А и В и бурение шести обязательных скважин. Получение сейсмических данных начато в 1997, а работы по бурению в апреле 1998, заканчиваясь в ноябре 1998.

Перед бурением в северном Фолклендском бассейне, компаниями Shell, Amerada Hess, Lasmo и IPC, сформировали альянс операторов, известный как FOSA (Фолклендский морской долевой раздел), который предпринял все операции по снабжению и вспомогательным работам для содействия кампании по бурению куста скважин в северном Фолклендском бассейне. Работа с FOSA имела много преимуществ, как для задействованных нефтяных компаний, так и для Правительства Фолклендских островов.

Шесть скважин было пробурено в северном Фолклендском бассейне в 1998. Кампания по бурению 1998 года была успешной, а технические проблемы бурения в Фолклендских водах оказались гораздо менее тяжелыми, чем ожидалось. Шесть скважин было пробурено за период восемь месяцев, используя общее бурильное оборудование.

Скважина	Оператор	Начало бурения	Состояние	Общая глубина (м)
14 / 09 - 1	Amerada	27/04/98	ликвидированная, нефтепроявления	2615
14 / 13 - 1	Lasmo	06/06/98	ликвидированная сухая скважина	1550
14 / 5 - 1A	Shell	05/07/98	ликвидир.нефть& газо	4525
14 / 24 - 1	IPC	16/09/98	проявления	2939
14 / 09 - 2	Amerada	13/10/98	ликвидированная нефтепроявления	2370
14 / 10 - 1	Shell	01/11/98	нефтепроявления ликвидир. нефть& газо проявления	3005

Статус шести пробуренных скважин в северном Фолклендском бассейне во время 1998 года

В пяти из шести пробуренных скважин были нефтепроявления, большей частью обнаруженные в пострифтовых песчаниках, залегающих над основным нефтематеринским интервалом. Газированная нефть была получена на поверхности из одной из скважин Shell: нефть характеризовалась плотностью 27° в градусах Американского нефтяного института и была выброшена из зрелой материнской породы. В некоторых скважинах был зарегистрирован значительный уровень газа. Хотя нигде не было встречено залежей промышленного масштаба, был получен значительный объем информации о бассейне и его нефтяных системах, что приближает успех будущих работ.

Нефтяная геология

Совместное бурение было одной из главных неудобств соглашения долевого раздела FOSA. Поскольку операторы пользовались совместно одним буровым оборудованием, с постоянным учетом времени (суючная стоимость аренды была практически максимальной на рынке), не было времени на анализ результатов бурения до забуривания новой скважины. Эта проблема была осложнена тем фактом, что точки заложения скважин были выбраны, по крайней мере, за шесть месяцев до этого, с тем, чтобы провести необходимые работы по съемке площади с использованием исследовательского судна, взятого из Великобритании. Хотя многие из операторов исследовали несколько возможных пунктов заложения скважины, каждый из них был выбран на основе данных, полученных до бурения, и не было возможности поменять свой выбор на абсолютно новый пункт на основе результатов, получаемых в процессе бурения.

Следовательно, было протестировано небольшое число типов пластов, а расширенный анализ после бурения идентифицировал несколько других пластов, которые могли бы быть лучшей целью для бурения.

В 2001, Правительство Фолклендских островов начало политику «Открытых дверей», в соответствии с которой компании могли подавать запрос на лицензию на открытых площадях в любое время. В результате этой инициативы, консорциуму компаний, управляемому Global Petroleum в 2002 году были выданы лицензии на группу участков в бассейнах Южных Фолкландов и Фолклендского плато. Эти лицензии имеют срок действия 3 года, но с условием оставить часть площади в конце первого года действия лицензии.