

УДК 553.98

НЕФТЬ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ. ЗАЛЕЖИ ОФФШОРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА В ОТЛОЖЕНИЯХ СВИТЫ НОРФЛЕТ. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Во второй части статьи о глубоководных залежах в свите Норфлет в Мексиканском заливе рассматривается история открытий в результате реализации самого масштабного геологоразведочного проекта, а вместе с ним и проекта освоения открытых залежей, реализованного компанией Шелл.

Более подробно рассмотрена история открытия месторождения Аппоматокс. Это открытие сыграло ключевую роль во всей истории этого проекта, став триггером перехода к беспрецедентным темпам геологоразведки на сверхглубокие горизонты на сверхглубокой воде (совокупно – более 10 км).

В заключительной части рассмотрены предпосылки дальнейших геологоразведочных работ в целом на перспективные объекты в отложениях свиты в Мексиканском заливе.

Ключевые слова: Мексиканский залив, свита Норфлет, открытие Аппоматокс, золотой, сверхглубокие залежи.

Введение

Во второй части статьи более подробно рассматривается история открытий и некоторые геологические особенности месторождений в свите Норфлет. Этот пример характеризует относительно новый сценарий освоения сложного как в геологическом, так и техническом отношении объекта. В большинстве примеров по всему миру можно наблюдать реализацию подобных проектов силами консорциумов. Зачастую, причем не только в развивающихся странах, но и, например, в Норвегии, наличие консорциума является обязательным условием для получения прав недропользования. В данном же случае компания Шелл не только начала его самостоятельную реализацию, но и предприняла значительные усилия для монополизации своего положения. Время наиболее интенсивных работ – середина – II половина 2010-х гг. этого столетия – не самое благоприятное для нефтяной промышленности. Тем не менее компании удалось реализовать вполне успешный проект.

Пример наглядно показывает, что очень крупная компания, получив эксклюзивный опыт и имея необходимые ресурсы, в т.ч. финансовые, вполне может быть эффективной и при самостоятельной реализации. В то же время существовал (до открытия м. Аппоматокс) существенный риск того, что компания прекратит дальнейшие геологоразведочные работы. И

такой риск существенно снижается при мозаичном распределении лицензионных участков, когда множество компаний, иногда и не очень крупных, ведут работы на соседних участках параллельно. Таким образом, все 3 варианта (консорциумы, монополисты и отдельные недропользователи) имеют как свои плюсы, так и минусы.

Этот опыт может быть весьма полезен при определении сценариев поисков и освоения сверхглубоких залежей и в других регионах мира, в т.ч. и в Прикаспийском мегабассейне.

Свита Норфлет. История разведки. Характеристика основных открытий

Разведка отложений свиты Норфлет началась намного ранее, чем появились технологии глубокого морского бурения. Вероятно, первая скважина вскрыла отложения свиты ещё в 1935 г., несколько позднее, в 1947 г., эта часть разреза получила своё название и стратиграфическую привязку. Понадобилось ещё 20 лет, прежде чем в этих отложениях в штате Миссисипи компанией Шелл было открыто промышленное м. **Пелахатчи**. Обнаруженная нефтяная залежь с аномально высоким пластовым давлением вызвала большое удивление и, что вполне естественно, значительный интерес геологов того времени (Cockrell, 2005 [1]). Оффшорная разведка на этом объекте началась в 1979 г. буре-

нием сверхглубокой скважины Мэри-Энн компанией Мобил Ойл.

В 1988 г. компания Шелл сформировала интегрированную группу специалистов для оценки перспектив нефте- и газоносности мезозоя глубоководных участков восточного сектора Мексиканского залива. Её основной задачей стояла подготовка обоснования для участия в предстоящем в декабре 2001 г. лицензионном аукционе № 181, который включал территорию 256 блоков (1,47 млн акров). Исходной стратегией была покупка участков, на которых присутствовали крупные положительные структуры юрских отложений. Объекты более мелкого ранга рассматривались как вторичные цели, которые могут представлять дополнительный интерес только в случае крупного открытия, способного гарантированно покрыть затраты на строительство терминала раздачи. Основными углеводородными (далее – УВ) комплексами глубоководья считались песчаники свиты Хлопковой долины (титон), Хейнсвилл (кимеридж) и Норфлет (келловей-оксфорд).

В последовавшем аукционе Шелл, обойдя ещё 16 конкурентов, успешно выиграл все тендеры на блоки с крупнейшими объектами, заплатив за десятилетние лицензии суммарный бонус в размере 340 474 113 долл. США (ВОЕМ, 2020 [2])¹. Первоначальный план включал бурение, по крайней мере, трех разведочных скважин на различных участках, которые должны были дать возможность оценить перспективность всего стратиграфического интервала мезозоя и целого ряда возможных ловушек. Первые 2 объекта были выбраны совершенно независимо, а третий должен был по возможности учитывать их результаты.

Характеристика сверхглубоких объектов Мексиканского залива

История поиска коммерчески успешного сверхглубокого месторождения свиты Норфлет позволяет оценить временные рамки такого проекта. На разработку концепции и обоснование перспективности юрских комплексов в условиях строгой конфиденциальности компания Шелл зат-

ратила почти 3 года. Ещё 2 года потребовалось на планирование и подготовку к бурению первого объекта – Шилох. И после первого некоммерческого открытия – ещё 7 лет, прежде чем на карте Мексиканского залива появилось м. Аппоматокс². Отметим также, что к 2014 г. период между сбором и обобщением первичной информации и бурением первой сверхглубокой скважины в бассейне Сычуань (Китай) также оценивался промежутком не менее трех лет³.

Месторождение Шилох (DC 269)

Первым объектом для поискового бурения в 2003 г. была выбрана структура Шилох (рис. 1). Скважина, вскрывшая верхнеюрский разрез, позволила оценить перспективность трех расположенных друг над другом объектов и впервые детально охарактеризовать сверхглубокую УВ-систему. Результаты оказались одновременно положительными и разочарывающими: интервалы Хлопковой долины и Хейнсвилла не содержали значительного количества песчаных коллекторов, однако вместо них были выявлены морские отложения с высоким УВ-потенциалом, который существенно снижал геологические риски других объектов. В структуре титонского яруса, в тонком прослое песчаника выявлена незначительная нефтяная залежь. В кимеридже (свита Хейнсвилл) вскрыто чередование мергелей и карбонатных аргиллитов, при вскрытии песчаников Норфлет в шламе были отмечены обильные нефтепроявления. Бурение было проложено, пока на забое в 7282,5 м не был встречен слой ангидритов, проинтерпретированный как расположенная в кровле соляного массива пачка Сосновый холм. Было подтверждено наличие активной работающей УВ-системы, и присутствие следов подвижной нефти внушало определенный оптимизм. Ствол был заброшен, а в скважине на уровне свиты Шмаковер сделана боковая зарезка с целью отбора сплошного керна (использовался керноотборник с 55-метровым «карманом»⁴); в результате был получен практически 100%-й вынос материала, полностью покрывший участок повышенных сопротивлений до отметки

¹ Стратегия, получившая в дальнейшем неофициальное название «Все или Ничего» (“Go big or get out!”).

² Далее перспективные объекты, как открытия, так и «сухие», будут рассмотрены в хронологическом порядке их опоскования (табл. 1 первой части).

³ Начало работ по этой проблеме в Китае было засекречено, и в настоящее время не представляется возможным точно оценить его длительность.

⁴ Максимальная длина колонки керна, выносимого за 1 рейс.

7272,5 м, которая интерпретировалась как водонефтяной контакт (далее – ВНК). Пластоиспытателем были взяты пробы пластовой нефти плотностью 42,2° и 45,1° API. Ниже отметки контакта в серых песчаниках были отмечены следы флюоресценции и пятен нефти. При петрографическом анализе следы УВ также отмечались в газо-жидких микровключениях и в виде каемок вокруг зерен.

Эта часть существовавшей ранее залежи была разрушена в результате сдвига блока по поверхности пластичной соли и нарушения сплошности покрывки в свите

Шмаковер. Моделирование истории УВ-системы позволило установить меловое время как время начала генерации нефти, её (частичную) сохранность, по крайней мере, в течение 65 млн лет, а максимальное заполнение всей мощности песчаного интервала в 76,2 м – в течение 20–30 млн лет. Этот вывод крайне важен, поскольку дает возможность увидеть ещё один фактор сохранности свойств коллекторов на больших глубинах – **наличие УВ в поровом пространстве до начала интенсивного погружения.**

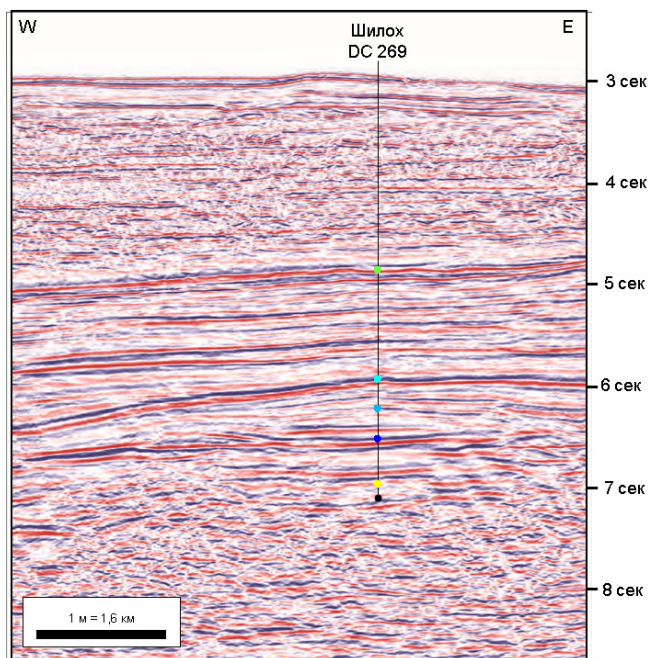


Рисунок 1. Сейсмический профиль через структуру Шилох с положением скв. DC 269

Обозначения (здесь и далее):

W – запад, E – восток;

DC – Каньон де Сото.

Месторождение Вискбург-«В» (DC 353)

Второй объект Норфлет был пробурен в сентябре 2007 г., 4 года спустя после первого открытия (рис. 2). При его оценке учитывались также результаты бурения в области Дестин Дом компании Эксон, где в некоторых скважинах не было выявлено песчаников Норфлет, а известняки Шмаковер залегали непосредственно на соли Луанн. Положительная структура была связана с приподнятой стороной локального надвига и разбита серией разломов. Открытый сброс пересекал песчано-гли-

нистые отложения на отметке 7604,8 м и, вероятно, вызывал дробление хрупких участков с кварцевой цементацией.

В продуктивной части Вискбург-«В» выделяется до пяти крупных седиментационных циклов, представленных флювиальными слоистыми алевритисто-глинистыми разностями с прослоями алевролитов и песчаников, которые перекрываются несколькими золотыми покровами и верхними частями дюн/барханов. Завершают цикл располагавшиеся выше уровня грунтовых вод литофации себкх. Средняя пористость такого цикла около 17%, а пористость зо-

ловых разностей – до 20%. Пористость и проницаемость возрастают в водонасыщенной части свиты, вероятнее всего, из-за отсутствия там битумов. В пределах продуктивной части возрастает толщина пленок хлорита, который по мере вытеснения кислотными УВ пластовой воды получает дополнительное железо, поглощая гематит. Увеличение глинистой составляющей вокруг обломочных зерен приводит к снижению эффективной пористости. Ниже находящегося на отметке 7513,3 м современного ВНК проницаемые песчаники характеризуются красноватой окраской.

Объем твердых битумов в Висксбурге-«В» вызывал большую озабоченность разработчиков и ставил под вопрос возможность коммерческой успешности проекта. Его вертикальное и особенно латеральное распространение остаются невыясненным фактором. Источником битума считают обогащенный асфальтенами, водородсодержащий кероген из карбонатных разностей нижней подсвиты Шмаковер. Месторождение характеризуется достаточно уникальным строением, с потенциально УВ-генерирующими карбонатами, присутствующими в лежачем блоке ниже коллекторов и висячем – перекрывающими их.

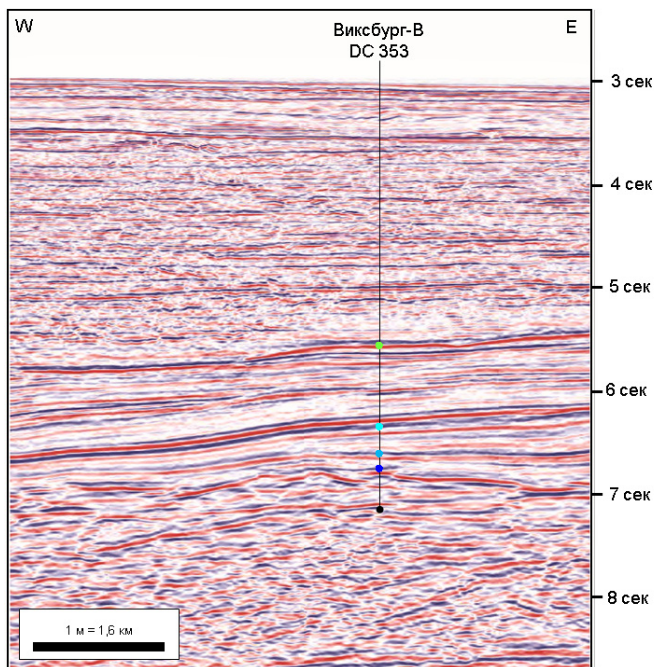


Рисунок 2. Сейсмический профиль через структуру Висксбург-«В» с положением скв. DC 353

«Сухая» структура Фредриксбург (DC 486)

Объект Фредриксбург был вскрыт бурением в 2008 г. Он представляет собой не нарушенную разломами антиклиналь, сформировавшуюся вскоре после быстрого отложения песчаников Норфлет (рис. 3). Палеобассейн этого участка представляет относительно небольшую, ограниченную соляными структурами, территорию. Быстрое накопление песчаного материала привело к увеличению скорости проседания в результате избыточной нагрузки, и мощности в центральной части заметно превышают периферийные. По мере отжатия

солей перекрывающие их базальные части Норфлет залегли на поверхности фундамента и прекратили свое погружение. По мере завершения инверсии мини-бассейна этот комплекс образовал «черепашью» структуру с максимальными мощностями песчаных пород в сводовой части. Подсолевые породы интерпретируются как фундамент, представленный обломками базальта в глинистой массе. По данным сейсморазведки такой тип структур юрского комплекса достаточно часто встречается в описываемом районе и связан с так называемыми «котлообразными мини-бассейнами» (мульдами). Они подтверждены

бурением структур Петербург (DC 525) и Рыба-меч (DC 843) (Godo, 2019 [3]).

В литофациях структуры преобладают флювиальные разности, вероятно, с небольшими временными дюнами, сформировавшимися в кровле при понижении уровня воды. Все песчаные породы – обогащенные гематитом песчаники, разнообразные алевролиты и аргиллиты – характеризуются красноватым или красно-бурым оттенком. Более мелкозернистые разности сосредоточены в основании разреза. Увеличение доли песчаного материала связывают с формированием расположенных близко к зеркалу поверхностных вод, дюн. При подъеме этого уровня происходило перераспределение глинистых частиц, которые заполняли поровое пространство, частично или полностью изменяли текстуру осадка. Засушливые участки дюновых комплексов меняли свою структуру при появлении в них грунтовой

влаги и позволяли дождевым потокам формировать глинистые покрытия.

Пористость, рассчитанная по каротажным материалам, составляла 10–16%, а значения проницаемости оценивались как исключительно низкие. Данные отобранного боковым керноотборником керна, как правило, составляли от 6% до 12%, с одним значением в 19,8%, и абсолютными проницаемостями, не превышающими 1 мД. В шлифах отмечалось большое количество микропористости, связанной с глинистыми минералами: хлоритовыми корками, в различной степени измененными полевыми шпатами и фрагментами вулканических пород.

Несмотря на наличие в кровле нефтематеринских пород в стадии зрелости, в этих песчаниках отсутствовали следы УВ. Низкопроницаемый интервал Норфлет не смог создать относительное понижение пластового давления и обеспечить нисходящую миграцию нефти.

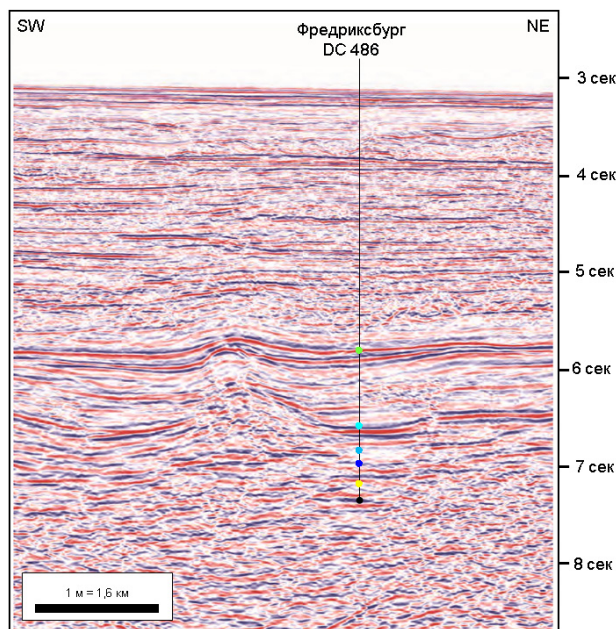


Рисунок 3. Сейсмический профиль через структуру Фредриксбург с положением скв. DC 486
Обозначения (здесь и далее):
SW – юго-запад, NE – северо-восток.

Структура Антиетам (DC 268)

Объект, расположенный в пределах той же структуры и характеризующийся сходной историей развития, что и Шилох, был вскрыт бурением в 2009 г. (рис. 4). При проходке вышележащей свиты Хейнсвилл, по данным шламометрии, на отметках

6830,6 м и 6906,8 м были отмечены газопроявления. После каждого из них на платформе увеличивали плотность раствора примерно на 0,03 г/см³, а вскоре сделали дополнительную обсадку. При вскрытии Норфлет отмечались хорошие, от коричнево-серых до темно-серых, песчаники с

нефтепроявлениями и флюоресценцией. На показаниях метода сопротивлений на буровой колонне был отмечен предполагаемый ВНК, ограничивающий примерно 9,1 м суммарной мощности залежи. Бурение было продолжено, и в нижней части свиты обнаружили ещё 39,6 м флювиальных осадков, после чего на забое скважина вскрыла кровлю Луанн. Мощность песчаника составила 182,9 м со средней пористостью около 20%; нижняя флювиальная часть с красным оттенком по данным каротажа оценивалась менее чем в 10%.

Незначительные нефтенасыщенные мощности в кровле свиты соответствуют последней замыкающейся изогипсе региональной покрывки Шмаковер. Ниже неё в

результате смещения по разлому песчаники перекрыты более молодыми осадками. Присутствие остаточной нефти и серая окраска в образцах шлама показали, что весь эоловый интервал был заполнен подвижными УВ. Утечка и расформирование основной части нефтенасыщенного интервала произошли из-за значительного времени, в течение которого более низкие капиллярные давления позволили миграцию вверх по разрезу. На основании лабораторного моделирования было высказано предположение о смене гидрофильности пород покрывки и постепенном увеличении относительной проницаемости для нефти (Aplin, 2005 [4]).

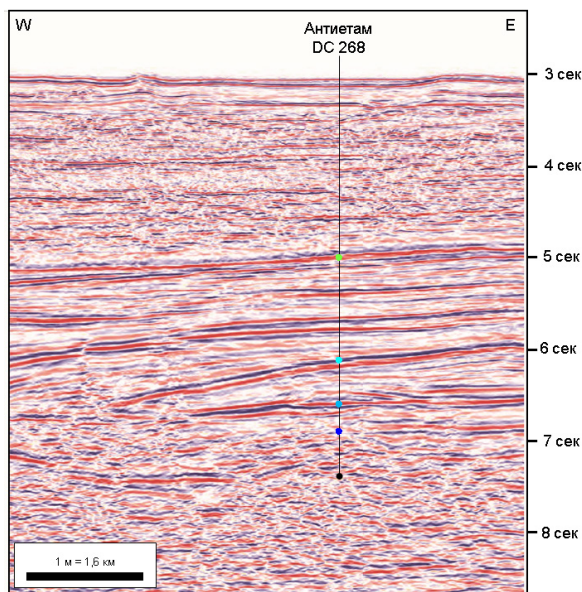


Рисунок 4. Сейсмический профиль через структуру Антиетам с положением скв. DC 268

Месторождение Аппоматокс (МС 392)

После открытия Вискбург «сухая» скважина в структуре Фредриксбург казалась смертельным приговором всей концепции глубоководного Норфлета и, уже вполне очевидно, его сверхглубоким объектам. Однако команда специалистов Шелл предложила план бурения двух независимых скважин в структурах Аппоматокс и Антиетам, которые должны были определить будущее этого направления. Неофициальное обоснование, основанное, впрочем, на предыдущем опыте, звучало как «наше открытие может быть всего одну синклиналь от нефтепроявления»: Аппо-

матокс от Шилоха и Антиетам от Вискбурга. То есть для минимизации риска геологи предложили разбуривать структуры, расположенные в непосредственной близости с подтвержденными, идя от известного к неизвестному.

В 2009 г. первая скв. МС 392 № 1 (рис. 5–9) вскрыла нефтенасыщенные коллекторы высокого качества в ловушке, **полностью** заполненной нефтью. Это произошло спустя 9 лет после приобретения лицензии и 7 лет после первой некоммерческой залежи. Команда была счастлива, поскольку по даже грубым прикидкам описанные объемы гарантировали экономический успех. Можно только предста-

вить себе их радость, когда боковой ствол вскрыл в погруженном блоке ещё одну залежь, также полностью заполнившую ловушку. Однако оставался вопрос: каковы размеры этой второй залежи? Чтобы ответить на него, был спроектирован ещё один ствол MC 392 № 1 St2 BP1, идущий по продуктивному интервалу под большим углом (в среднем от 60° до 85,2°), практически параллельно кровле соли. Результатом этого открытия стала самая глубокая нефтяная залежь с ВНК, уверенно выделенном на материалах каротажа (на трубах) и подтвержденном градиентами давлений пластоиспытателя на отметке 8005,6 м. Резкая граница примерно с 7998 до 8005,6 м, обильные нефтепроявления и серая окраска, по крайней мере, ещё на 45,7 м позволили предположить, что там также присутствовала подвижная нефть, а некоторая утечка УВ всё-таки имела место. Суммарная нефтенасыщенная мощность залежи в северо-восточной части была 320 м, а в южном блоке – 518,2 м. Здесь была написана первая страница истории нового направления.

Дальнейшее оценочное и эксплуатационное бурение было отложено из-за моратория, введенного Администрацией Президента США после трагических со-

бытий на Макондо⁵. Бурение было возобновлено в июле 2011 г., а выполненные в это время исследования позволили предположить, что в уникальной УВ-системе Норфлет нефть может удерживаться не более 20 млн лет, после чего начинается расформирование залежи (Godo, 2019 [3]). Дальнейшая доразведка смежных участков проводилась с 2012 по 2013 гг., подтвердила это предположение. Структура Коринф (рис. 9) оказалась «сухой», точнее, разрушенной, а объект Вискбург-«А» добавил около 100 млн барр. запасов.

В июле 2015 г. Шелл в партнёрстве с принадлежащей Китайской Национальной Корпорации фирмой Нексен санкционировал разработку группы месторождений, которая стала первым коммерчески успешным проектом глубоководного комплекса Норфлет. Суммарные извлекаемые запасы группы оцениваются в 480 млн барр. с дополнительными ресурсами м. Рутбург (100 млн барр.) и Геттисбург (50 млн барр.). При этом минимальная цена нефти марки Brent при расчетной 10%-й прибыльности проектов оценивается в 50,8 долл. США/барр. Открытия расположенных рядом м. Форт Самтер (2016 г.) и Дурв (2018 г.), вероятно, изменят эту ситуацию к лучшему.

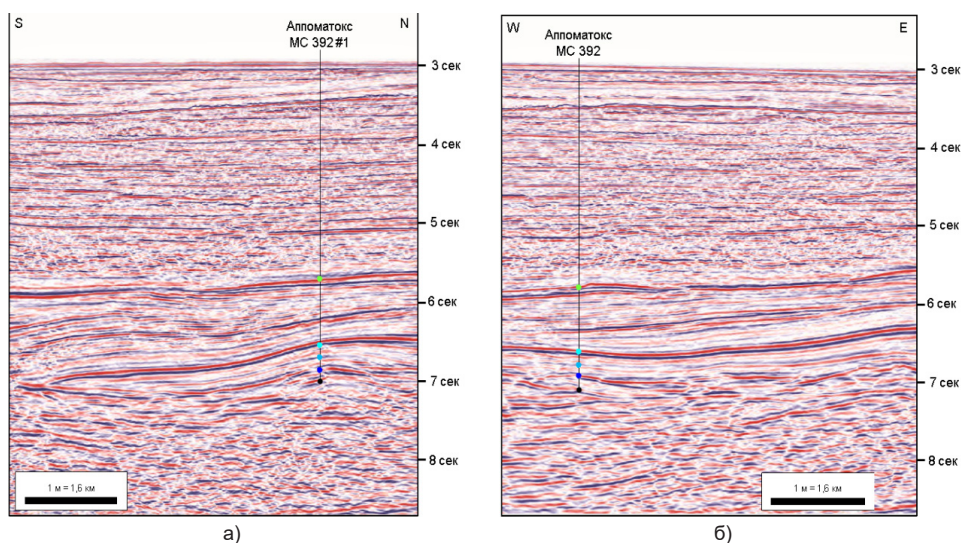


Рисунок 5. Сейсмический профиль через структуру Аппоматокс с положением скв. MC 393:
а) направление SN; б) направление WE

Обозначения (здесь и далее):
N – север, S – юг, W – запад, E – восток;
MC – Каньон Миссисипи.

⁵ Авария 20 апреля 2010 г. на нефтедобывающей платформе Deerpwater Horizon в Мексиканском заливе при бурении скважины British Petroleum на глубоководной структуре Макондо. Взрыв унес жизни 11 рабочих, привел к выбросу в океан 4,9 млн барр. нефти.

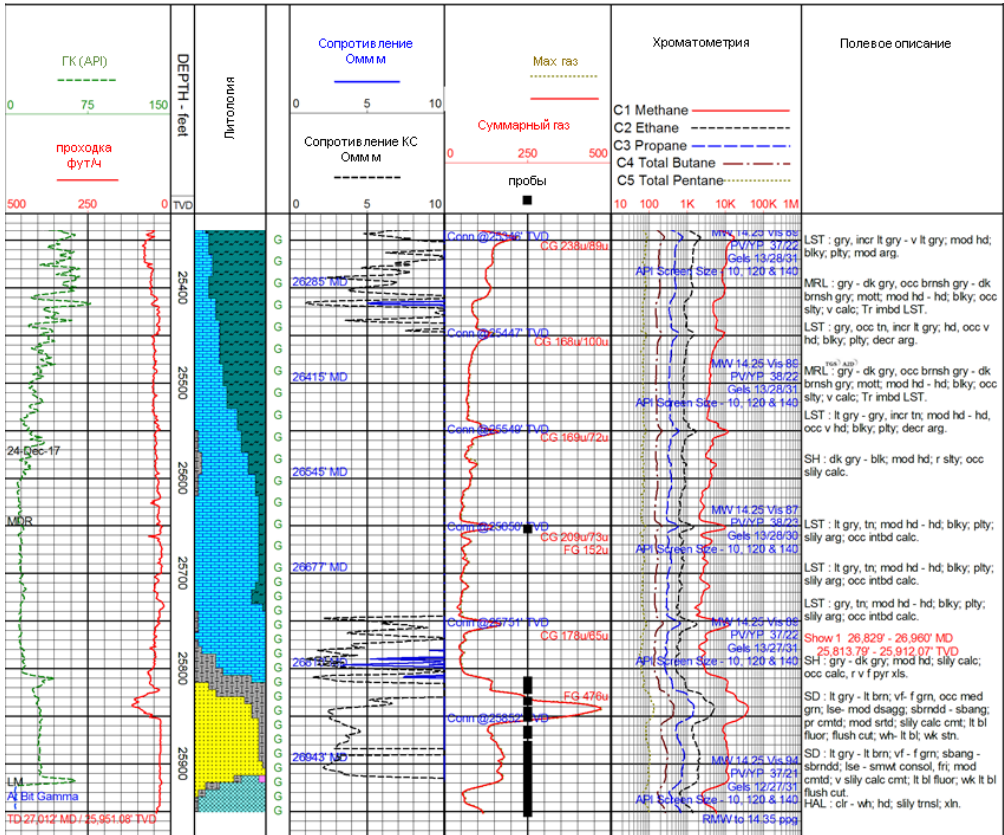


Рисунок 6. Месторождение Аппоматокс, скв. MS 392 № 1. Шламограмма продуктивного интервала и каротаж на буровых трубах (LWD) ГК и КС

Обозначения (здесь и далее):

ГК – гамма-каротаж;

КС – каротаж методом электрического сопротивления;

LWD – logging while drilling, каротаж во время бурения.

Песчаники свиты Норфлет со следами флюоресценции и серой, серо-бурой из-за следов нефти, окраски. На забое (7909,9 м) – присутствие ангидрита (розовое) и галита. В вышележащей свите Шмаковер виден постепенный переход от плотных карбонатов к глинистым мергелям.

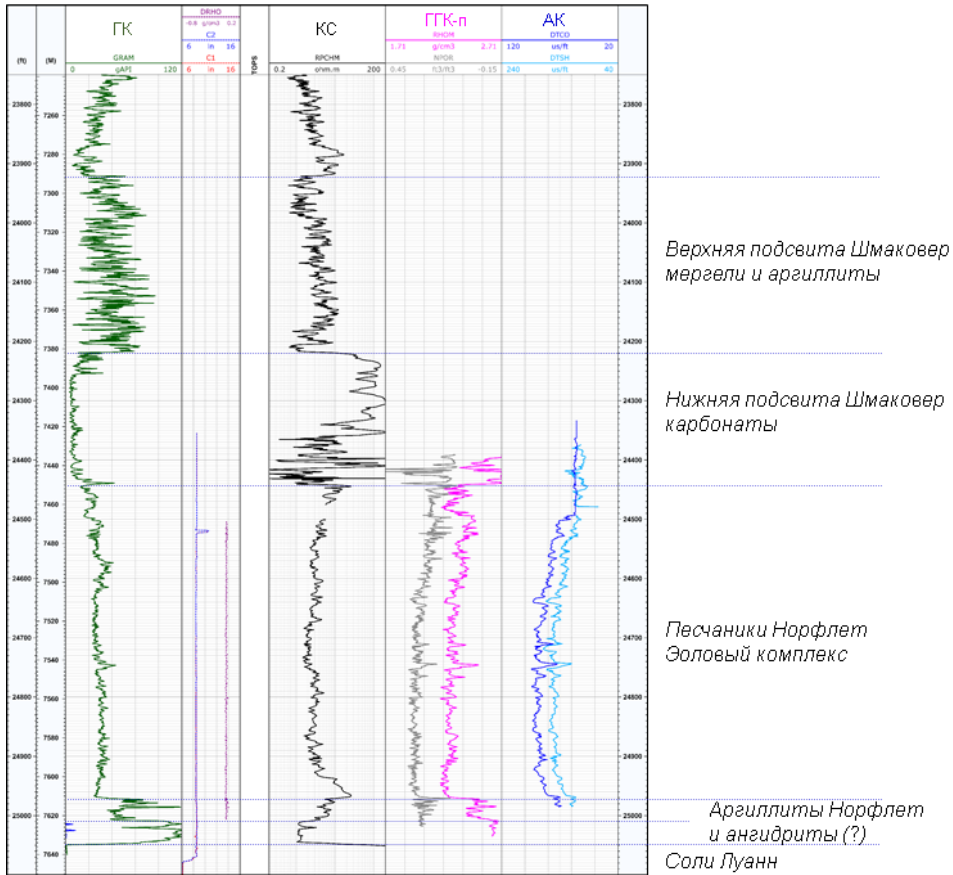


Рисунок 7. Месторождение Аппоматокс, скв. МС 392 №1. Основные подразделения УВ-системы Норфлет и их каротажные характеристики

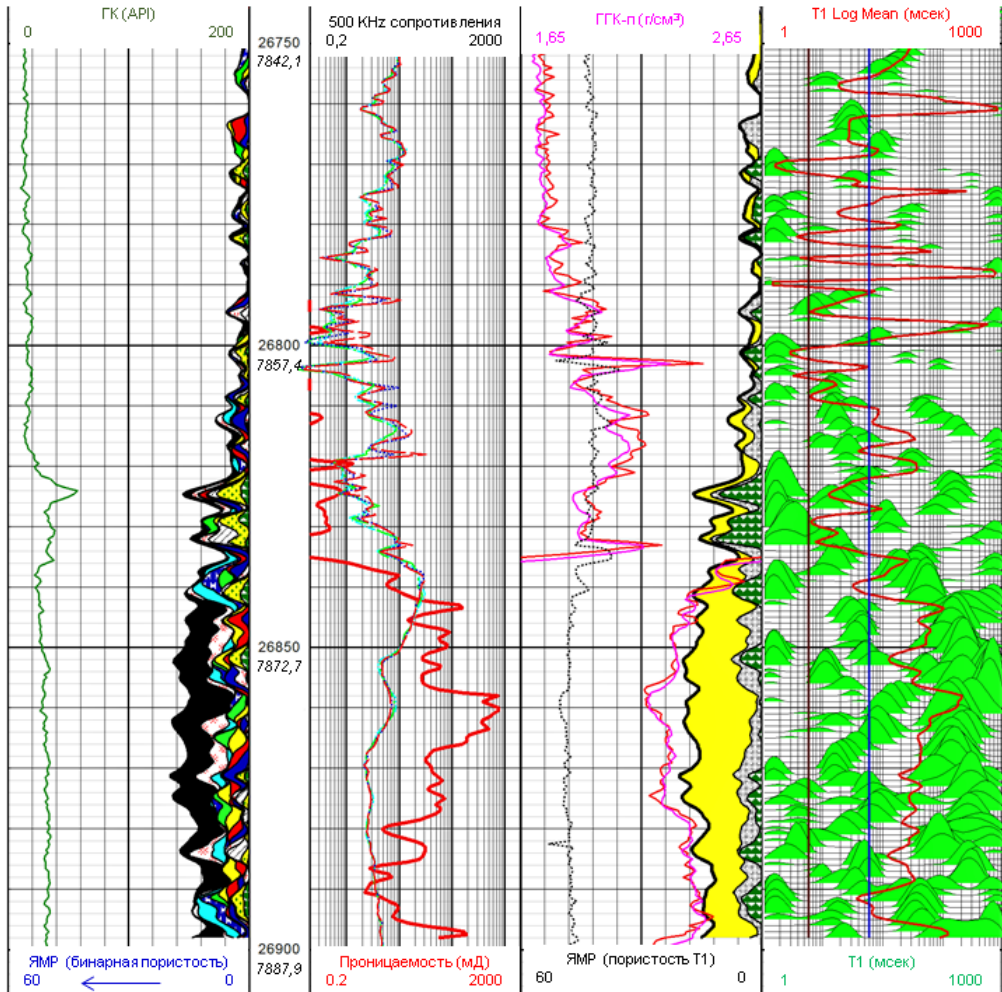


Рисунок 8. Месторождение Аппоматокс, скв. МС 392 № 1. Комплекс каротажа на буровых трубах (LWD) компании Сперри-Сан, включающий многочастотный ЯМР (MRIL-WD, 6.75")

Обозначение (здесь и далее):

ЯМР – метод ядерно-магнитного резонанса.

Выделение пористости и анализ её структуры показаны стрелкой. Более крупные поры – слева.

Во второй колонке – фазовый каротаж сопротивлений и абсолютная проницаемость по методу Коатеса ($C = 10$) [5, 6].

В третьей колонке – 2 кривые ГК-п (сенсоры направлены ортогонально) и пунктиром – суммарная плотностная поправка.

В четвертой колонке, вместе с волновой картинкой T1 (активация 18T1), нанесены граничные значения для разделения микропористости (6 мсек, коричневый) и капиллярно-связанной воды (60 мсек, синий).

Масштаб измеренных глубин в футах и истинных в метрах.

Данные были получены в режиме реального времени.

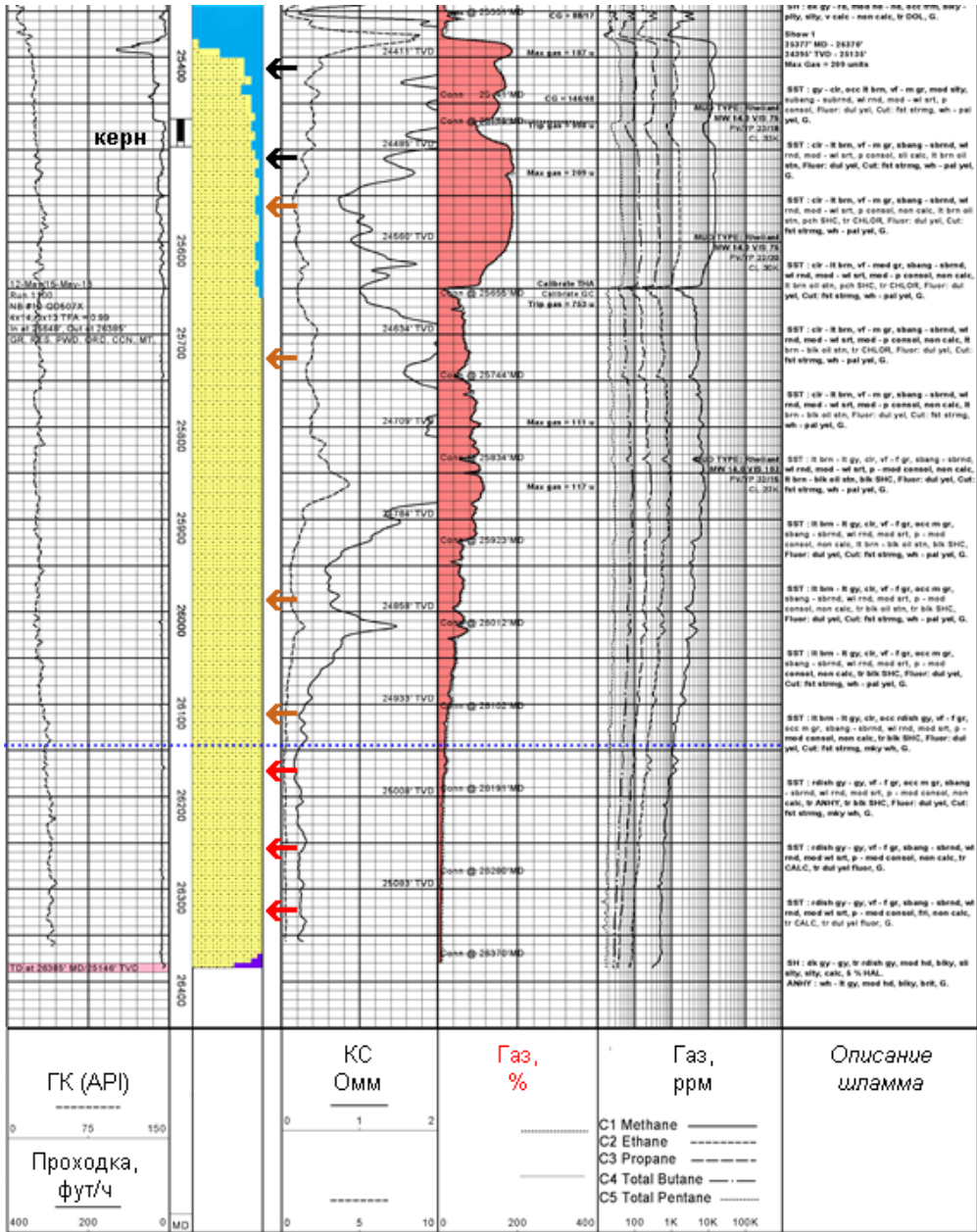


Рисунок 9. Структура Коринф, скв. MS 393 № 1. Фрагмент шлагограммы через интервал Норфлет с вероятным палео-ВНК

В интервале с остаточной нефтью песчаники описываются как светло-серые (черные стрелки), ниже появляется бурая (коричневые), а затем и исходная красно-бурая (красные) окраска.

Палео-ВНК – синим пунктиром, совпадает с уменьшением газа.

Глубина – в футах.

Забой скважины находился на отметке 7664,5 м (25,146 фут) истинной глубины.

Структура Петербург (DC 529)

Объект был вскрыт в 2013 г. при разбуривании небольшой антиклинали, сформированной на более крупной, ограничен-

ной разломами моноклинали, связанной с соляной структурой (рис. 10). Участок в виде «черепахового» мини-бассейна в тектоно-структурном плане был очень схож с

объектом Фредриксбург. Песчаные осадки Норфлет вызвали ремобилизацию и отжатие соли, и они залегают на поверхности фундамента с последовавшей инверсией. Как только на данных каротажа обозначился пик высоких сопротивлений, а в шламе появились следы ангидритов и солей, скважина была остановлена для последующей ликвидации.

Песчаные литофации очень схожи с разрезом Фредриксбурга и представлены чередованием красно-бурых и красноцветных разностей, связанных с засушливым побережьем. По описанию образцов, в Петербурге повышено содержание алевролитов. Более тонкие прослои грубозернистого материала связывают с осевыми линиями песчаных покровов или, возможно, небольших дюн, сформированных отложениями наводнений. Проницаемость пород, сформировавшихся в этих условиях, оказалась низкой (0,002–0,026 мД), что остановило миграцию нефти. Суммарная пористость, по данным образцов бокового грунтоноса и ЯМР, менялась от 10 до 20%.

Их перекрывают породы свиты Шмаковер мощностью от 335 м (в центральной части) до 609,6 м на бортах. В основании свиты отмечен прослой красных аргиллитов, который залегаёт на относительно ровной кровле песчаников Норфлет. Основная часть Шмаковер представлена массивными карбонатами с микропрослоями обогащёнными органикой водорослевых матов. К кровельной части начинают появляться глинистые разности и слои аргиллитов. Нефтематеринские разности находятся на стадии зрелости, о чем свидетельствуют нефтепроявления и флюоресценция. Данные анализа газо-жидкостных включений указывают, что наибольшим нефтяным потенциалом обладает базальная часть свиты в интервале 7653,6–7741,9 м.

Генерация нефти, несомненно, происходила, но высокие капиллярные давления в низкопроницаемых разностях Норфлет не дали возможности для нисходящей миграции. Замкнутые антиклинальные ловушки присутствуют в обоих «сухих» структурах, Петербург и Фредриксбург, однако в них отсутствуют следы УВ.

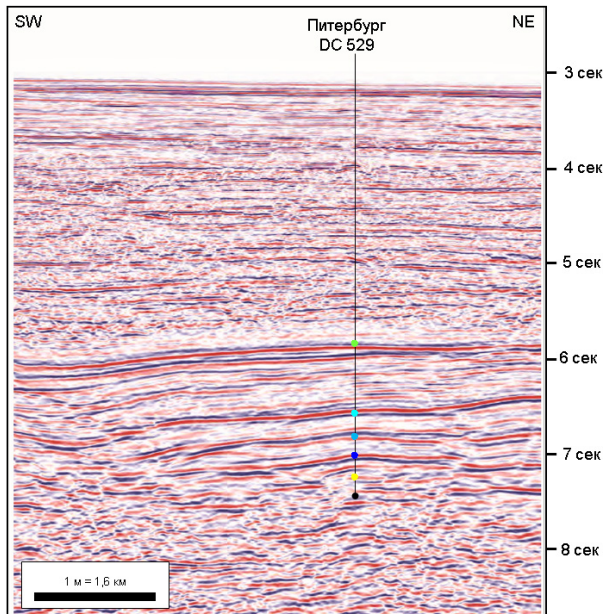


Рисунок 10. Сейсмический профиль через структуру Петербург с положением скв. DC 529

Месторождение Вискбург-«А» (МС 393)

Расположенная на востоке от м. Аппоматокс структура Вискбург-«А» представлена ограниченной разрывными нарушениями антиклиналью и была пробурена в

2013 г. (рис. 11). Скв. МС 393 № 1 вскрыла толщу золотых песчаников без следов флювиальных отложений, мощностью в 227,1 м и была остановлена сразу после входа в соль Луанн, на забое в 7664,5 м. Из нефтенасыщенного интервала, ВНК

и переходной зоны с остаточной нефтью был отобран сплошной керн. Здесь также была отмечена постепенная смена окраски песчаных коллекторов от серой в верхней части разреза к красноватой, ниже отметки ВНК в 7566,1 м. Контакт оказался на 52,7 м ниже, чем в расположенном на

другой стороне разлома м. Вискбург-«В». Смещение по разлому составляло 30,5 м, и при мощностях песчаных толщ по обе его стороны разлом должен был обеспечить переток. Разница в установленных в керне и по результатам пластоиспытателей ВНК указывает на изолирующую роль разлома.

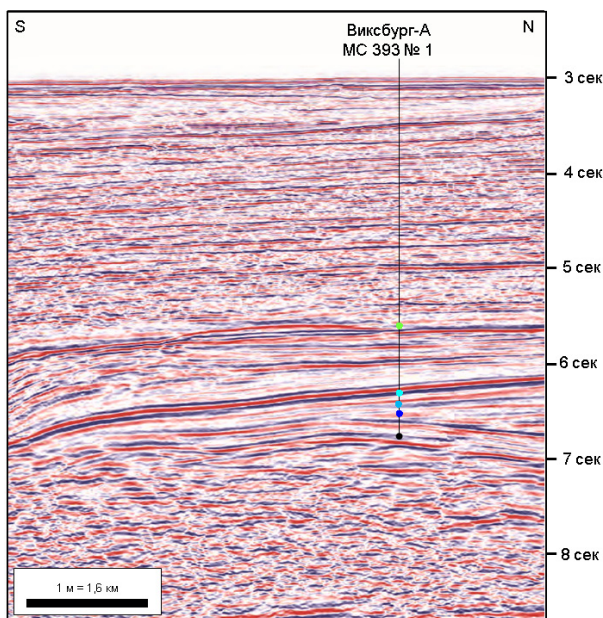


Рисунок 11. Сейсмический профиль через структуру Вискбург-«А» с положением скв. МС 393

Рудберг – 2014 (МС 525)

Месторождение было открыто в июле 2014 г. компанией Шелл при участии Экспетрол (Колумбия) и Нексен (Китай). Запасы в песчаниках Норфлет оцениваются в 100 млн барр. Объект был пробурен в 2014 г. скв. МС 525 (рис. 12). Он представлен структурным носом, ограниченным с юга соляным телом. В подошве песчаного разреза Норфлет отмечается сложенный красноцветными глинистыми и алевролитовыми разностями прослой флювиальных осадков мощностью в 79 м, который исключал вертикальную миграцию по пласту. Мощность дюнового комплекса с

крутопадающими слоями, представленного проницаемыми коллекторами, составила 384 м. ВНК выделялся на отметке в 7783,1 м, что указывало на неполное заполнение современной ловушки (рис. 13).

Существует несколько предположений о причинах такого недостаточного заполнения, и наиболее вероятными являются ограничения миграции по латерали, а также незначительная площадь нефтематеринских толщ в кровле.

Это открытие стало экономически успешным благодаря строящемуся рядом подводному терминалу Аппоматокс.

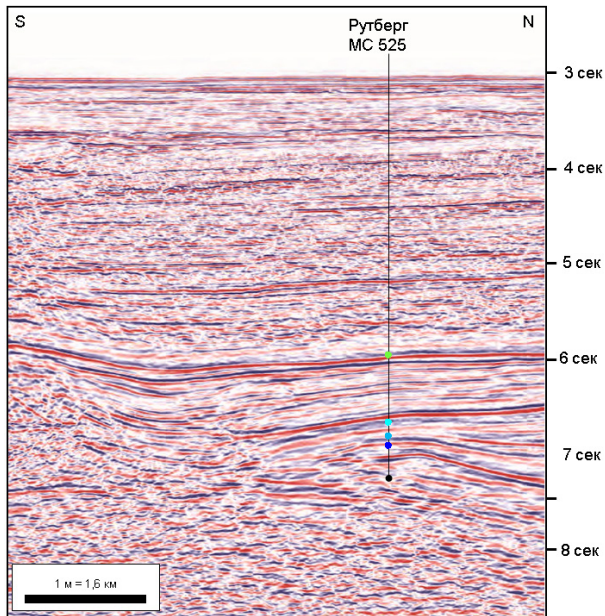


Рисунок 12. Сейсмический профиль через структуру Рудберг с положением скв. MC 525

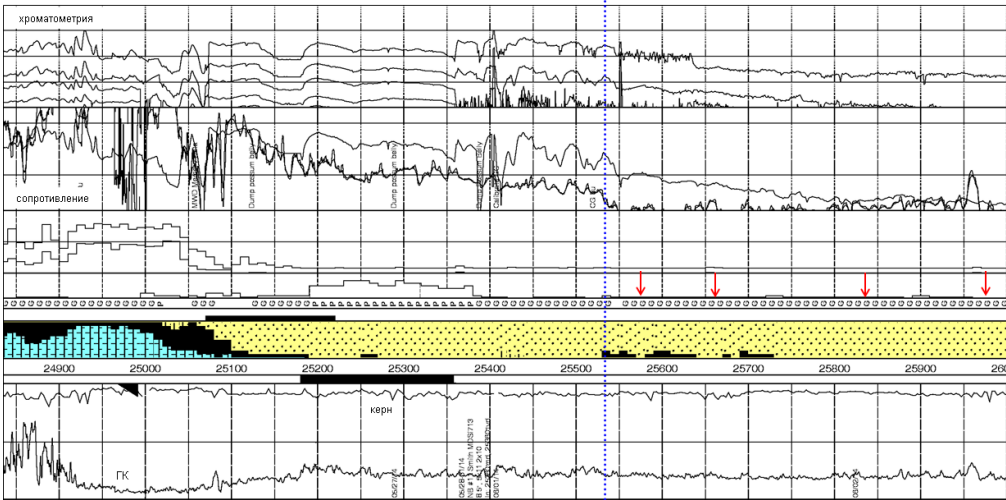


Рисунок 13. Месторождение Рудберг, скв. MC 525 № 2. Шламограмма

Титан (DC 178)

Структура Титан представляет собой погружающийся в южном направлении, вытянутый структурный нос. По данным сейсморазведки, мощность меловых комплексов на бортах резко возрастает, и нефтематеринская толща Шмаковер опущена на значительную глубину (рис. 14). Вскрытый в 2014 г. объект Титан является только «неглубокой» частью значительно более обширной структуры, содержащей

еще, по меньшей мере, 2 независимые ловушки, расположенные севернее.

Во время бурения известняков в кровле свиты Хейнсвилл отмечались повышенная трещиноватость и газопроявления, потребовавшие увеличения плотности раствора и, в конечном итоге, дополнительной обсадки. Количество газожидкостных включений существенно возросло в интервале глубин 6915,3–7169,8 м, указывая на присутствие газа с некоторым количеством нефти. Эта зона была интерпре-

тирована как результат диффузии УВ через плотные, низкопроницаемые разности аргиллитов, мергелей и местами трещиноватых известняков.

При вскрытии Норфлет в шламе были описаны светло-серые золотые песчаники со следами флюоресценции в интервале 7248,1–7284,7 м. В верхних 3–4,5 м, по данным метода сопротивлений, выделялся нефтенасыщенный интервал, который на отметке 7251,8 м перешел в водоносный. Ниже отметки ВНК продолжались темно-серые, вплоть до черных, мощные золотые песчаники. Смена окраски песчаных разностей на красновато-бурую происходила на глубине 7315,2 м. Бурение красочных разностей продолжалось ещё 40,8 м, прежде чем скважина была остановлена с отметкой забоя в 7478 м, по-прежнему в отложениях свиты Норфлет.

С глубины 7248,9 м был отобран образец пластовой нефти плотностью 43,7°API и вязкостью 0,7 сП. Ниже ВНК на

расстоянии 50 м получены образцы керн (боковым грунтоносом), которые показали присутствие остатков нефтяных битумов, которые окаймляли и частично заполняли пустотное пространство. Вместе со сменой окраски песчаных разностей на серую это указывало на частичное расформирование существовавшей здесь ранее залежи. Согласно выполненному моделированию, для существования в этих условиях была необходима её сохранность на протяжении более чем 65 млн лет (Godo, 2019 [3]).

С глубины 7255,8 м был получен образец пластовой воды с аномально высокой соленостью (350,000 ppm). При таких значениях вероятно выпадение галита в порах, однако опубликованные результаты анализа шлифов и электронной микроскопии этого не подтверждают.

Полученные результаты позволяют по-новому оценить риски, связанные с перспективностью двух не вскрытых структур с отметками кровли в 7315 м и 7560 м.

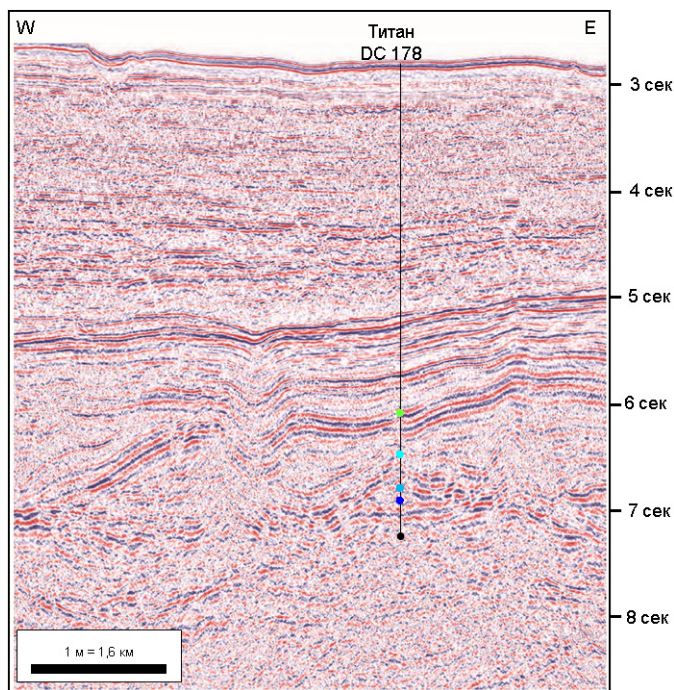


Рисунок 14. Сейсмический профиль через структуру с положением скв. Титан DC 178

Месторождение Геттисбург (DC 398)

Месторождение было открыто в 2014 г. в Каньоне Де Сото, блок DC 398. Ловушка представлена ограниченной разломами антиклинальной складкой, расположенной

на восточной окраине мини-бассейна, в котором находятся Аппоматокс и Вискбург.

Скважина вскрыла нефтенасыщенные золотые коллекторы хорошего качества, с отметкой ВНК на глубине 7265 м.

Ниже ВНК в шламе отмечались постепенно сходящиеся на нет нефтепроявления, в подошве отмечается 22,9-метровый слой красных алевролитов, которые залегают в кровле соли. Нет никаких указаний на возможное разрушение покрывки и расформирование залежи.

Согласно данным керна, пористость нефтенасыщенных разностей меняется от 19 до 26%, составляя в среднем 22,1%, а проницаемость – от 50 до 650 мД. При оценке залежи было отобрано 2 образца нефти с глубины 7249,6 м (плотностью 33,4°API и вязкостью 1,35 сП) и 7262,4 м (плотностью 32,5°API и вязкостью 1,46 сП). Пластовые условия верхнего образца составляли 148°С и 115,8 МПа, а нижнего, соответственно, 149°С и 115,9 МПа. Ниже ВНК были отобраны образцы пластовой воды: на отметке 7309,1 м с солёностью 240,716 ppm, на отметке 7309,4 м – с солёностью 239,677 ppm.

По данным шламметрии и керна пирит присутствует исключительно в продуктивной части разреза, замещаясь ниже ВНК на гематит. Кроме того, на материалах рентгеноструктурного анализа было отмечено возрастание доли хлорита в нефтенасыщенном интервале. Эти результаты, вместе с информацией о последовательной смене окраски, позволили сделать предположение о влиянии кислотных (агрессивных) компонент, связанных с УВ.

Хотя все необходимые условия для генерации и сохранения залежи присутствовали на м. Геттисбург, это открытие оказалось некоммерческим. Нефть не заполнила ловушку полностью, что, вероятно, говорит о недостаточных объёмах её генерации. Кровля продуктивного интервала расположена выше кровли расположенного западнее м. Виксбург-«А».

Месторождение Форт Самтер (МС 566)

Глубоководное месторождение (глубина воды 2152 м) было открыто в январе 2016 г., когда первая скважина достигла глубины 8539 м (рис. 15). Для оценки размеров и снижения последующих рисков месяц спустя была сделана боковая зарезка, достигшая глубины в 8900 м (рис. 16–17). Запасы оцениваются в более чем 125 млн барр., они сразу были признаны коммерчески значимыми из-за существующей здесь и принадлежащей тому же оператору инфраструктуры.

Совместная разработка м. Аппоматокс, Виксбург, Форт Самтер и Рудберг оценивается в 800 млн барр., возможно ещё большее снижение себестоимости извлекаемых УВ. Прибыльность этого интегрированного проекта может легко превысить 60% (WoodMackenzie, 2016 [7]).

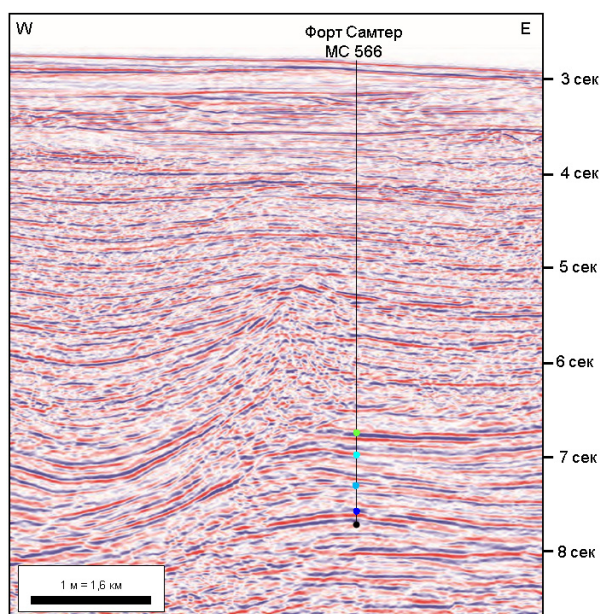


Рисунок 15. Сейсмический профиль через структуру Форт Самтер с положением скв. МС 566

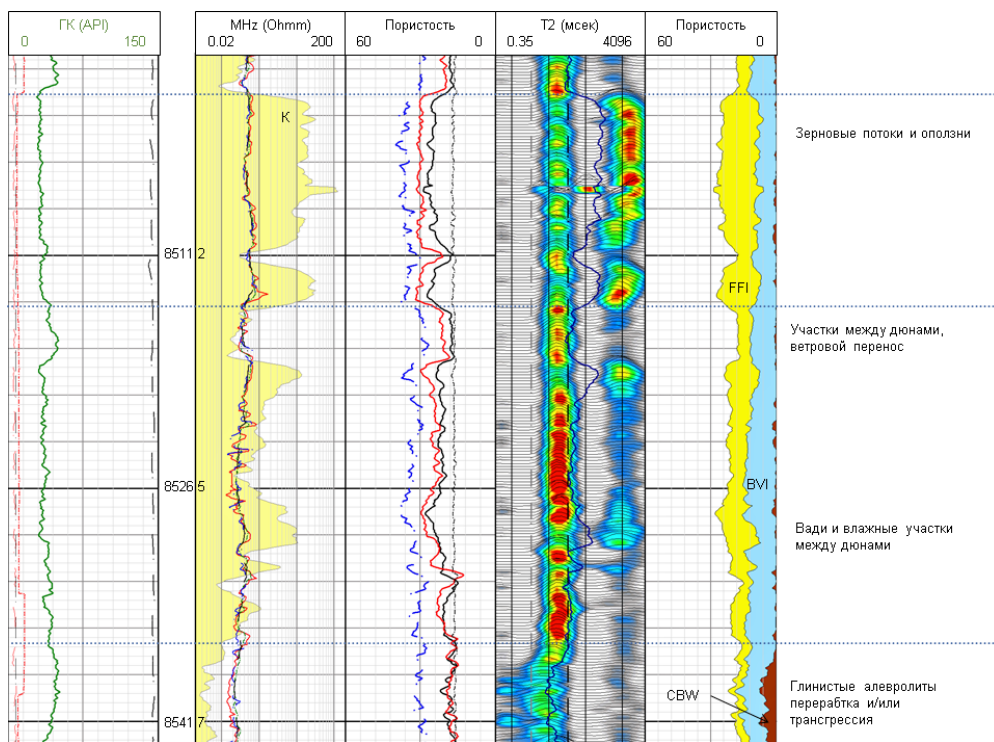


Рисунок 16. Форт Самтер, МС 566 № 2 ST1. Запись нейтрон-плотностного каротажа и ЯМР (LMR T2) компании Бэйкер

Обозначения (здесь и далее):

K – проницаемость по Коатесу ($C = 10$);

FFI – свободные флюиды;

BVI – капиллярная вода;

CBW – глинисто-связанная вода;

Глубина – истинная, м.

Переобработка ЯМР позволяет оценить структуру порового пространства и выделить литофации. В колонке с волновым распределением показана T2LM; граничные значения – 3 и 33 мсек.

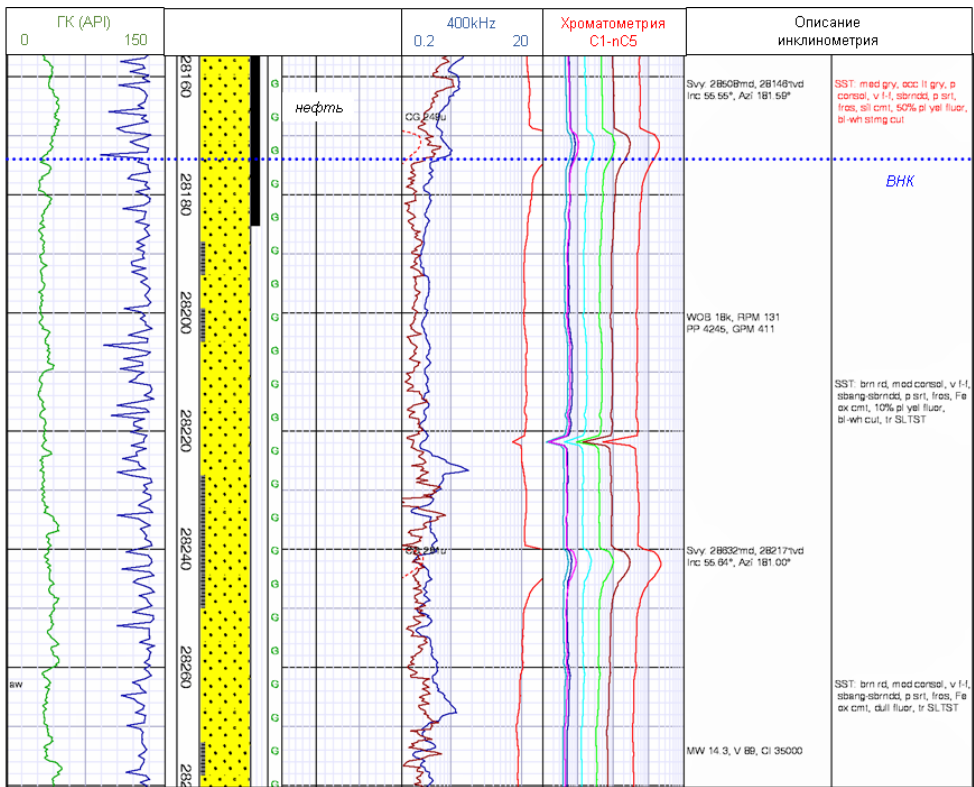


Рисунок 17. Форт Самтер, MC 566 № 2 ST1. Фрагмент шламодиаграммы через интервал Норфлет с ВНК

Лиисбург (MC 475)

Разведочная скважина была пробурена на объекте Лиисбург в 2016 г. Это была первая попытка поиска УВ в новом мини-бассейне, отделенном от остальных участков соляными стенами. В кровле свиты в серых песчаниках была отмечена флюоресценция, но не обнаружено никаких следов подвижной нефти. Скв. MC 475 вскрыла мощный интервал золотых песчаников, а в подошве (последние 12,2 м) – красноцветные аргиллиты.

Структурно-тектонический анализ показал, что здесь отсутствует ловушка, и песчаники Норфлет через разломы находятся в контакте с породами свиты Хейн-свилл и нижним мелом. Нефтепроявления и смена окраски песчаных разностей возле отметки 8183,9 м говорят о возможном расформировании залежи.

Месторождение Баллимор (MC 607/608)

Бурение объекта было начато с корабля Шарав Пасифик в июле 2017 г. на глу-

бине воды 1993 м в каньоне Миссиссипи. В скважине были некоторые технические проблемы, и её дважды останавливали для боковых зарезок. Наконец 30 декабря 2017 г. скв. MC 697 № 1ST2 (G34451) при забое в 8898 м вскрыла 205 м нефтенасыщенных песчаников свиты Норфлет (рис. 18–19). По данным пластоиспытателя, плотность нефти – 32–38°API, при газовом факторе 600–800 куб фут/барр.

Открытие сразу оказалось коммерческим, не в последнюю очередь из-за расположенной в 8 км добывающей платформы «Слепая Вера», для использования которой, вероятно, потребуются модификация. Предварительные запасы оцениваются в 450 млн барр. нефти (возможно, до 600 млн барр.) и 250 млрд куб фут газа. Разработка ведется совместно компаниями Chevron (оператор, 60%) и Total (Франция).

В период с января 2018 г. по май 2019 г. было пробурено, по крайней мере, ещё 3 оценочные скважины и сделана 1 боковая зарезка (вероятно, для отбора сплошного керна). Это единственная круп-

ная залежь в сверхглубоком комплексе Норфлет, которая разведана и разрабатывается без участия компании Шелл, однако

на конец 2020 г. результаты остаются сугубо конфиденциальными.

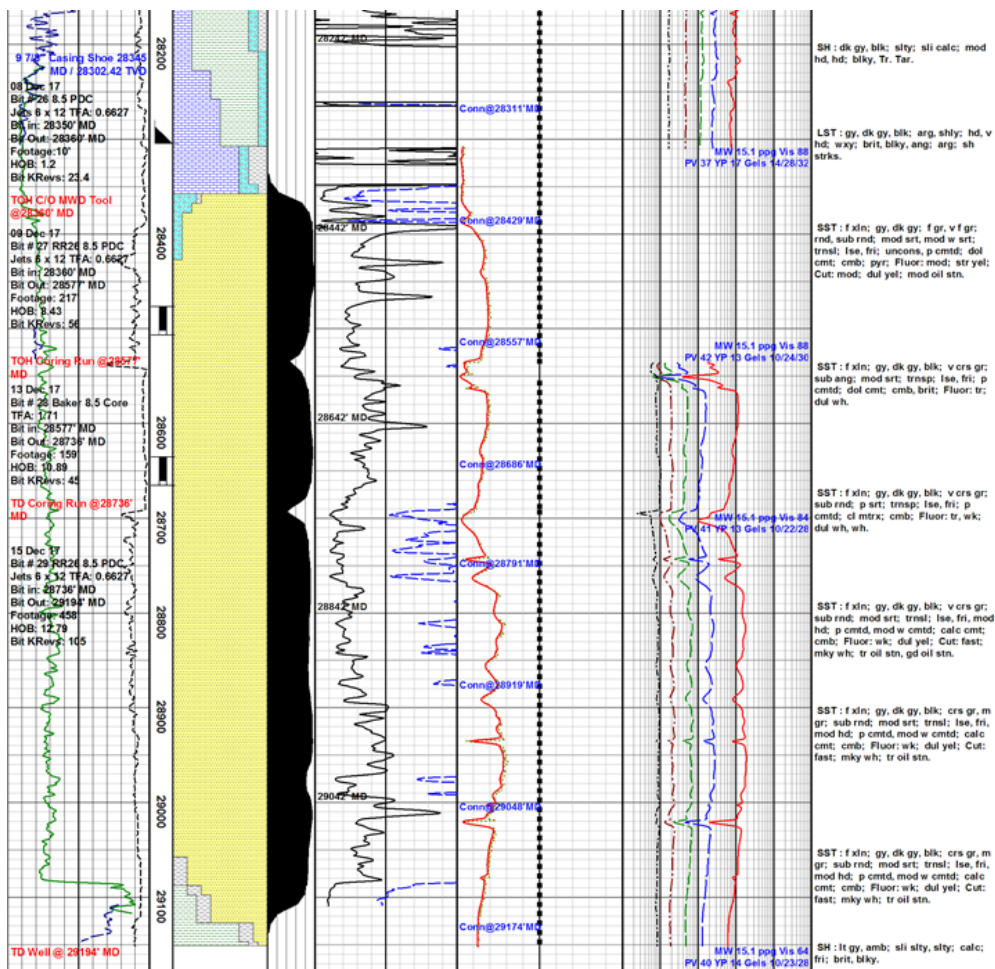


Рисунок 18. Месторождение Баллимор, скв. MC 607 № 1 СТВР02.
Фрагмент шламодиаграммы с продуктивной частью Норфлет

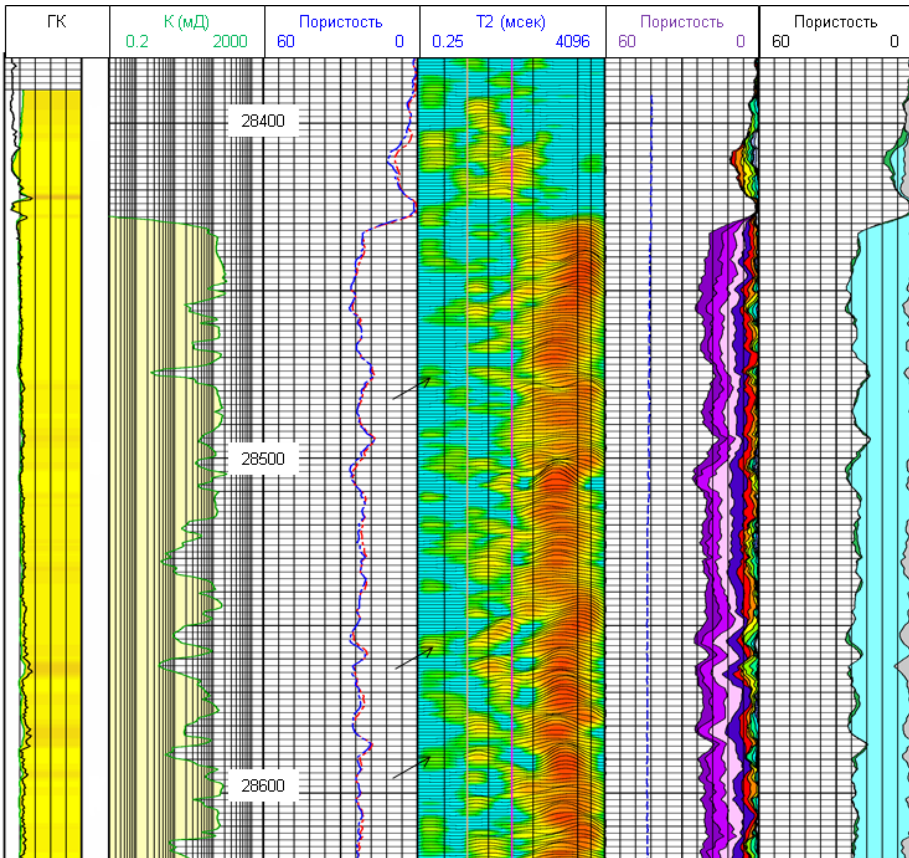


Рисунок 19. Месторождение Баллимор, скв. MS 607 № 1 ST2 (OCS-G 34451)

Фрагмент ЯМР-каротажа прибором MREX компании Бэйкер. Запись выполнялась с активацией типа «пористость – проницаемость – легкая нефть» и суммированием 4 сигналов.

K – проницаемость по методу Коатеса (*C* = 28).

Граничные значения *T*₂ – 3,3 и 33 мсек.

Стрелками указан возможный сигнал от битума и связанного с ним пирита: появление третьего пика на быстрых временах спада.

Глубина – в футах.

Дувр (МС 615)

М. Дувр расположено примерно в 13 милях от терминала Аппоматокс и было открыто в 2018 г. При глубине забоя в 8839 м скважина вскрыла 244 м нефтенасыщенных песчаников свиты Норфлет, что, вероятно, является самым большим интервалом для юрских комплексов залива. Её бурение было закончено за 70 дней, что примерно вдвое быстрее «среднего» значения для сверхглубокого разреза в этом районе, и стало одним из лучших результатов. На сегодняшний день большая часть информации по этому объекту остается закрытой.

Вместе с залежами Форт Самтер и Рутберг и с учетом возможности использования терминала для коммерческого

успеха этого открытия потребуется цена на сырье порядка 30,5 долл. США/барр. За период с 2014 по 2018 гг. Шелл инвестировала в разведку в Мексиканском заливе более 13,0 млрд долл. США и пробурила больше разведочных скважин, чем какая-либо другая компания.

Перспективы открытий новых месторождений в свите Норфлет

Олистолиты северной части Мексиканского залива

Наиболее заметной структурой в северной части Мексиканского залива является выступ Флориды, который батиметрически очерчивает положение окраинного карбонатного шельфа мелового возраста

(рис. 20). В сторону глубоководья выступ резко меняется на область с рифтовой тектоникой или тектоникой «плотов». Этот термин применяется, чтобы охарактеризовать гравитационное соскальзывание отколовшихся от основной массы, отдельных устойчивых блоков вдоль поверхности отслоения, обычно связанной с солью (Pilcher, 2014 [8]). Некоторые участки УВ-системы Норфлет являются одним из наиболее ярких примеров такой ремобилизации и формирования мега-олистолигов.

Аналогичные по тектоническому строению блоки в бассейнах Кванза и Нижний Конго в Анголе являются объектами успешных нефтепоисковых работ. Подошва осадочного чехла (преимущественно мелового возраста) залегают здесь на глубинах от 6700 м на западной окраине и до 7600 м в средней части бассейна. При этом общее тектоническое опускание, связанное

с ремобилизацией и соскальзыванием по квазижидкому слою солей, оценивалось от 4400 до 5300 м (Tari, 2000 [9]). Отметив уже доказанную возможность сохранения хороших фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) свиты Норфлет на глубинах, по крайней мере, до 8800 м, группа специалистов компании Хесс предложила модель погружения крупных блоков, отколовшихся от мелового шельфа на глубины от 6100 м до более чем 11000 м (Pilcher, 2014). Размер таких отдельных мега-олистолигов, по данным сейсморазведки, оценивался так: мощность – от 575 до 1150 м, длина – от 2000 до 40000 м, ширина – от менее 2000 м до 15000 м.

Размеры участков, где оксфорд-кимериджские породы были полностью отделены от выступа и друг от друга, менялись от 15000 м до 20000 м по длине и от 1000 м до 5000 м по ширине (рис. 20).

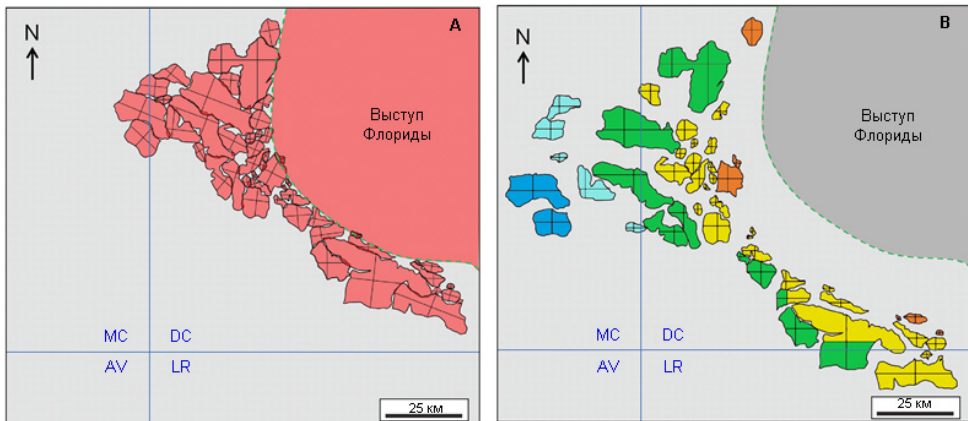


Рисунок 20. Схема реконструкции блоков соскальзывания (мега-олистолигов) выступа Флориды

Цветом (на В) показаны глубины Норфлет:
оранжевый – 6100–6700 м;
желтый – 6700–7600 м;
зеленый – 7600–9500 м;
голубой – 9500–10400 м;
синий – 10400–11000 м.

Дополнительные обозначения:
AV – Долина Атуотер;
LR – Хребет Ллойда.

Перспективы сверхглубоких объектов на юге Мексиканского залива

В течение некоторого времени Мексика находилась в некоторой самоизоляции, работа иностранных компаний (за исключением сервисных) в нефтяном секторе была под полуофициальным запретом⁶. Открытые данные по геологии и палеогео-

графии были весьма скудными и, как правило, ограничивались диссертационными работами. Начиная с 2014 г., во многом из-за падения цен на УВ-сырье, эта ситуация стала меняться (Lajous, 2015 [10]). В декабре 2018 г. лицензирование было приостановлено в связи с пересмотром

⁶ Монополия национальной компании Пемекс на нефтяные активы была отменена под воздействием проблем в экономике страны в результате реформы в декабре 2013 г.

внешней политики и сменой общего курса правительства в этой области.

В это время Техасский университет г. Остин (UT) установил прочные академические связи как с Национальным университетом Мехико, так и с государственной монополией – компанией ПЕМЕКС. Одним из результатов этого сотрудничества стал проект PLATES, в котором рассматривались вопросы палеогеографии и реконструкции мезозоя Мексиканского залива (от 240 до 140 млн лет) (University of Texas, 2020 [11]). Особую ценность представляла собранная по более чем 2500 публикациям база данных, включавшая различные карты, разрезы и первичную информацию по образцам керн и пластовых флюидов (Snedden, 2020 [12]).

На побережье п-ова Юкатан возрастным и литофациальным эквивалентом продуктивных пластов Норфлет являются песчаные отложения свиты Бакарб (рис. 21). В них обнаружены, по крайней мере, 2 крупных месторождения: нефтяные залежи Эк и Балам, объединенные в структуру Эк-Балам, и Лам. Тектурные и петрофизические характеристики коллекторов, по данным керн, удивительно похожи на породы свиты Норфлет (табл. 1). Глубины залегания кровли продуктивных пластов не превышают 4800 м, а максимальные глубины – 5200 м, однако даже для таких «средних» значений отмечались удивительно высокие значения ФЕС. Это позволило обосновать высокую вероятность сохранения коллекторских свойств и для более погруженных участков, распо-

ложенных за кромкой выступа Кампече, с предполагаемой кровлей песчаных эоловых комплексов до 7200 м.

Мощность песчаных разностей свиты Бакарб меняется от 52 м до почти 245 м, основная часть представлена консолидированными средне- и мелкозернистыми разностями преимущественно кварцевого состава. Также отмечается низкое содержание глин, общая пористость от 19 до 35% и проницаемость до 578 мД. Для других песчано-глинистых разрезов мезозоя этой провинции уплотнение и диагенетические изменения приводят к снижению пористости до 9–13% при глубинах, уже приближающихся к 4500 м (Snedden, 2020 [12]).

На сохранении первичной пористости Бакарб, как и в случае с песчаниками Норфлет, вероятно, положительно сказывается присутствие в основании разреза слоя солей. Пониженные градиенты пластовых температур также приводят к смещению на большие глубины «нефтяного окна» генерации УВ. Особо отмечались и важные различия: отсутствие ярко выраженных хлоритовых покрытий грубообломочной части и отсутствие блоков сползания (мега-олистолитов), описанных возле выступа Флориды (Pilcher, 2014 [7]).

Такие эоловые комплексы, связанные с карбонатным побережьем и шельфом, представляют особый интерес при оценке перспектив нефтегазоносности больших глубин даже в случаях, когда их развитие ещё не подтверждено бурением.

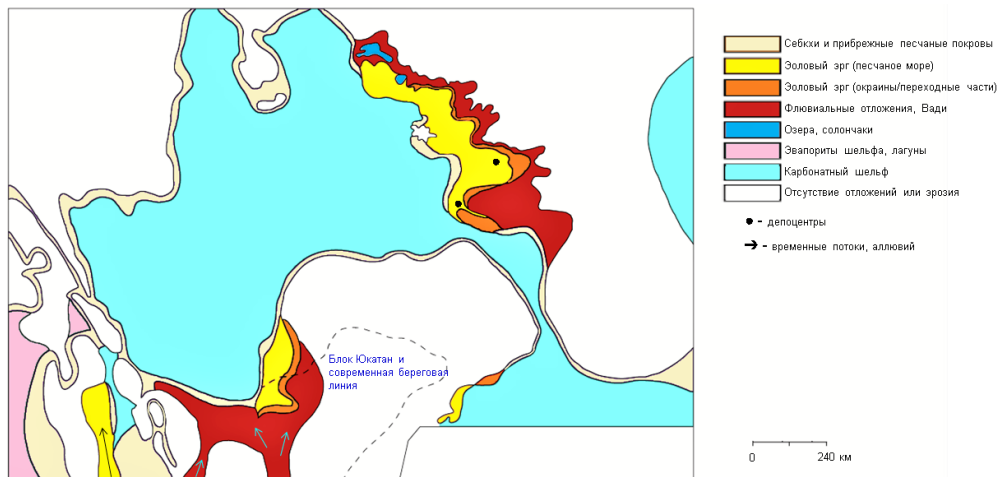


Рисунок 21. Палеогеографические обстановки южной части залива на время накопления свиты Бакарб (оксфорд, 165 млн лет) и её аналогов

Таблица 1. Петрофизические свойства песчаных коллекторов свиты Бакарб м. Эк-Балам (по Snedden, 2020 [12])

Характеристики залежей	Распределение свойств		
	P10	P50	P90
Залежь Балам			
Мощность, м	144	104	67
Пористость, %	35	27	22
Проницаемость, мД	578	317	145
Объем глинистой компоненты, %	12	10	8
Залежь Эк			
Мощность, м	120	74	52
Пористость, %	27	24	21
Проницаемость, мД	578	420	210
Объем глинистой компоненты, %	11	9	7

Список использованной литературы

1. Cockrell A. Drilling ahead: The quest for oil in the Deep South, 1945–2005. – Jackson, University Press of Mississippi, 2005. 301 p.
2. BOEM, 2020. (www.boem.gov/oil-gas-energy/leasing/eastern-gulf-mexico-sale-181-information).
3. Godo T. The Smackover-Norphlet Petroleum System, Deepwater Gulf of Mexico: Oil Fields, Oil shows, and Dy Holes. – GCAGS Journal, 2019, v. 8, p. 104–152.
4. Aplin A.C., Larter S.R. Fluid flow, pore pressure, wettability, and leakage in mudstone cap rocks. – Evaluating fault and cap rock seals: American Association of Petroleum Geologists Hedberg Series 2, Tulsa, Oklahoma, 2005. p. 1–12.
5. Coates G.R., Dumanoir J.L. A New Approach To Improved Log-Derived Permeability. – 14th Annual Logging Symposium, 1973, Lafayette, Louisiana SPWLA-1973-R.
6. Coates G.R., Xiao L.Z., and Prammer M.G. NMR Logging: Principles and Applications. – Houston, Halliburton Energy Services, 1999, 234 p.
7. WoodMackenzie. Shell discovers Fort Sumter (MC 566), furthering its lead in the deepwater GoM Jurassic. – 2016 (inform, July <https://woodmac.com/document/40888186>).
8. Pilcher R.S., RyMurphy T., and Ciosek J. Jurassic raft tectonics in the northeastern Gulf of Mexico. – Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists. Interpretation, 2014, v. 2, no. 4 (<http://dx.doi.org/10.1190/INT-2014-0058.1>).
9. Gabor C. Tari. Evolution of the Angolan passive margin, West Africa, with emphasis on postsalt structural styles. – Chapter in Geophysical Monograph Series 2000. (DOI: 10.1029/GM115p0129).
10. Lajous A. Mexican Oil Reform: the first two bidding rounds, farmouts and contractual conversions in a lower oil price environment. – Columbia SIPA. Center of Global Energy Policy, 2015 (energypolicy.columbia.edu |October|).
11. UT, 2020. University of Texas – Jackson School of Geoscience, <http://www-udc-ig.utexas.edu/external/plates/>.
12. Snedden J.W., Stockli D.F., Norton I.O. Paleogeographic Reconstruction and Provenance of Oxfordian Aeolian Sandstone Reservoirs in Mexico offshore areas; comparison to the Norphlet Aeolian System of the Northern Gulf of Mexico. – Geological Society, London, Special Publications. University of Glasgow, 2020.

ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕГІ МҰНАЙ. МЕКСИКА ШЫҒАНАҒЫНЫҢ НОРФЛЕТ ШӨГІНДІЛЕРІЛЕРІНДЕ ҚАЛЫПТАСҚАН ОФШОРЛЫҚ КЕН-ОРЫНДАР. ИГЕРУ ТАРИХЫ МЕН БОЛАШАҒЫ

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Мексика шығанағы Норфлет тастопшасының тереңінде қалыптасқан теңіз кен-орындары туралы мақаланың екінші бөлігінде кең-ауқымды геологиялық барлау

жобасын жүзеге асыру тарихы қарастырылған. Сонымен қатар, Шелл компаниясы күшімен жасалған кен-орындарды игеру жобасы да баяндалған.

Бұл мақалада Аппоматокс кен-орнының ашылу тарихына толығырақ тоқталып, бұл кен-орнын ашу аталған жоба тарихында басты орын алып, терең су-асты барлау жұмыстарында бұрын-соңды болмаған жоғары тереңдікте қалыптасқан перспективті беткейлерге көшудің себепшісі болды (жалпы тереңдігі 10 км-ден асады).

Мақаланың қорытынды бөлімінде Мексика шығанағындағы Норфлет тастопшасы шөгінділерінің перспективті нысандарына геологиялық барлау жұмыстарын одан әрі жалғастыру келешегі қарастырылған.

Түйін-сөздер: Мексика бұғазы, Норфлет тастопшасы, Аппоматокстің ашылуы, золдық тау жыныстары, тереңдегі ойнауқаттар.

DEEP OIL. OFFSHORE FIELDS IN THE GULF OF MEXICO IN THE NORFLET FORMATION. DEVELOPMENT HISTORY AND PROSPECTS

K.O. Iskaziev, P.E. Syngaevsky, S.F. Khafizov

The second part of the article on deep-water deposits in the Norflet formation in the Gulf of Mexico discusses the history of discoveries as a result of the implementation of the largest geological exploration project as well as the project for the development of discovered fields implemented by Shell.

The history of the Appomattox field discovery is discussed in more detail. This discovery played a key role in the entire history of this project, becoming the trigger for the transition to an unprecedented pace of exploration for ultra-deep horizons in ultra-deep water (in total – over 10 km).

Prospects for further E&A activity for Norflet formation in the Gulf of Mexico considered in the final part.

Key words: Gulf of Mexico, Norflet formation, Appomattox discovery, aeolian, ultra-deep deposits.

Информация об авторах

Исказиев Курмангазы Орынгазиевич – профессор, генеральный директор, Председатель Правления АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», k.iskaziyev@kmgep.kz.

АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», г. Нур-Султан, Казахстан

Сынгаевский Павел Евгеньевич – докт. PhD, старший советник-петрофизик в Global Unconventional Exploration (Глобальная разведка нетрадиционных ресурсов) at Noble Energy (в настоящее время – North-Mid Africa Business Unit – бизнес-единица Северной и Центральной Африки, Chevron), pavel.syngaevsky@chevron.com.

Chevron, г. Хьюстон, шт. Техас, США

Хафизов Сергей Фаизович – профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, khafizov@gubkin.ru

РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация