

ПЕРСПЕКТИВЫ ГЛУБОКОВОДНОГО ШЕЛЬФА



Цены на нефть перестали падать и даже немного подросли. Эта хорошая новость побуждает нефтегазовых инвесторов вновь обратить взоры на перспективные месторождения глубоководного шельфа. Тем более что пороговая цена на нефть, открывающая возможности для вовлечения в производственный процесс этого сегмента, ненамного выше отраслевого «рубежа выживаемости». Конечно, речь идет не об арктическом шельфе, а о морских проектах в значительно более умеренных широтах.

В 2014 г. инвестиции в шельфовые разработки достигли исторического пика — \$375 млрд. В прошлом году они упали на 15%. Ожидается, что положительная динамика возобновится в 2018 г. и за два-три года годовой уровень инвестиций в этот сегмент вернется к уровню \$360 млрд. Эксперты считают, что в обозримом будущем именно глубоководный шельф станет основным источником прироста мировой добычи углеводородов.

Предполагается, что лидирующее положение в освоении глубоководного шельфа сохранит за собой Золотой треугольник — месторождения Мексиканского залива, Южной Америки и Западной Африки. Растущий интерес вызывает восточное побережье Африки. Появились два весьма перспективных проекта в Средиземном море — Zohr у берегов Египта и не менее известный Leviathan на шельфе Израиля.

По мере роста надежд на возобновление восходящего движения цен на энергоносители, западные добывающие компании активизируют поиск наиболее перспективных направлений развития бизнеса. Взоры операторов все чаще обращаются к глубоководным месторождениям углеводородов.

Цены на нефть: от выживания к развитию

Ценовой рубеж выживания добывающих компаний с учетом всех видов затрат (капитальных и оперативных расходов, роялти и проч.) западные эксперты сейчас склонны располагать в диапазоне

\$35–40/барр нефти, при этом пятидолларовый «зазор» предусмотрен для учета инфляционного фактора.

В отличие от предкризисных профильных исследований подобного рода (ориентированных прежде всего на поддержание оптимизма миноритарных акционеров и банковского сектора) новый кори-

дор выглядит более реалистично. Еще на рубеже 2013–2014 гг. минимальным уровнем планки выживания считались \$45–50/барр, год спустя претензии снизились до \$40–45/барр.

Однако, несмотря на коррекцию абсолютных цифр, соотношение средних цен на нефть к уровню растущих расходов добывающих компаний сегодня продолжает балансировать вблизи исторических минимумов. Естественным результатом этого является падение активности операторов в освоении новых залежей углеводородов.

Например, даже с учетом нарастания кризисных явлений в 2015-м мировой рынок смог переварить около 34 млрд барр н.э. При этом были открыты новые месторождения с суммарными запасами порядка 13 млрд барр н.э., а окончательные инвестиционные решения (FID) были приняты по разработке лишь 7 млрд барр н.э.

То есть воспроизводство реально пригодных к разработке запасов углеводородного сырья составило всего лишь порядка 20%. По итогам 2016 г. ожидается дальнейшее проседание этого показателя, до 12–15%.

С учетом сроков, необходимых для строительства новых скважин и вывода их на проектную мощность, приходится говорить о практически нулевом потенциале прироста добычи, если не о его дальнейшем падении в среднесрочной перспективе (до 2020 г.).

Характерно, что, исследуя возможности восстановления позитивных тенденций в освоении новых месторождений даже с учетом дальнейшего поступательного подъема нефтяных котировок в рассматриваемый период, западные эксперты стали менее оптимистичны в отношении фактора сланцевой революции.

Даже при наиболее оптимистичном (но маловероятном) ценовом сценарии (роста цен на нефть до \$80–90/барр в течение ближайших трех-четырех лет) вклад сланцевых разработок в освоении новых залежей углеводородов в мировом масштабе оценивается сейчас в 45%. Это существенно скромнее докризисных прогнозов, когда речь велась о 55–58%.

В то же время прогнозируется заметное увеличение доли шельфовых разработок (с 25–30% до 40%) при практически неизменном «взносе» наземных проектов традиционной добычи нефти и газа (в пределах 13–15%).

В более отдаленной перспективе (к 2025 г.) ожидается увеличение вклада будущих шельфовых проектов в расширение мировой добычи углеводородов примерно до 45%. Сланцевым проектам отводится порядка 30%, а традиционной добыче (включая разработку битумозных песков) — до 25% прироста производства.

Таким образом, по крайней мере на ближайшее десятилетие именно шельфовому сегменту отводится роль потенциального лидера, определяющего динамику мировой добычи углеводородов. Подобные оценки представляются вполне реалистичными, несмотря на последствия ценового кризиса 2014–2015 гг.

После достижения максимального расцвета в 2014 г. (\$375 млрд) инвестиции в шельфовые разработки по итогам 2015-го уменьшились на 15%. А в 2016–2017 гг. возможно дальнейшее проседание инвестиционной активности в этом сегменте: на 12–14%, до \$280–274 млрд.

Тем не менее, начало постепенного восстановления рынка инвестиций, вероятнее всего, станет возможным уже в 2018 г., с последующим ростом до \$360 млрд всего за два-три года. Наиболее динамичное развитие к 2020 г. ожидается именно в его глубоководном сегменте, совокупный среднегодовой темп роста которого (CAGR) в рассматриваемый период составит 12% по сравнению с +11% для прибрежной зоны и +7% для средних глубин, (см. «Динамика суммарных затрат...»).

Источником дополнительного оптимизма в отношении перспектив глубоководного сегмента является и то, что пороговая цена на нефть, открывающая возможности для его вовлечения в производственный процесс, ненамного выше официального рубежа выживаемости.

Согласно последним исследованиям, проведенным отраслевыми экспертами США на основе

анализа открытых данных ведущих национальных операторов, для типового глубоководного месторождения со среднесуточными объемами добычи в 40 тыс. барр и периодом активной эксплуатации жизни в 20 лет его значение составляет \$44/барр.

Ценовой рубеж выживания добывающих компаний с учетом всех видов затрат западные эксперты сейчас склонны располагать в диапазоне \$35–40/барр нефти

При этом уже \$40/барр признаются вполне достаточными, чтобы покрыть все расходы, а оставшиеся \$4/барр составляют весьма неплохую 9%-ю прибыль — особенно, если учесть, что средний уровень этого показателя для других отраслей промышленности Соединенных Штатов с начала 2016 г. достигает лишь 7%.

Прогнозируется заметное увеличение доли шельфовых разработок — с 25–30% до 40%, при практически неизменном «взносе» наземных проектов традиционной добычи нефти и газа

С учетом этих обнадеживающих перспектив рассмотрим существующую инвестиционную ситуацию в глубоководном сегменте

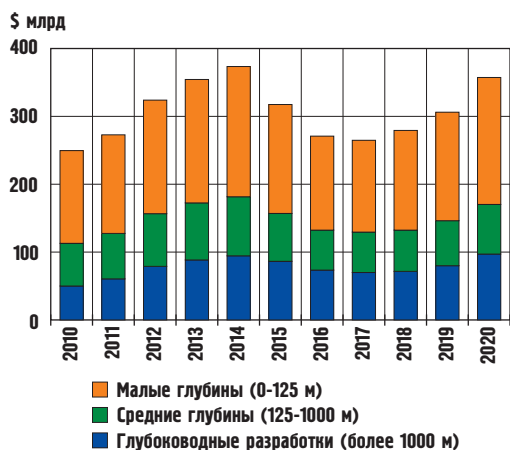
Именно шельфовому сегменту отводится роль потенциального лидера, определяющего динамику мировой добычи углеводородов

шельфовых разработок и ее ближайшие будущее более подробно.

Глубоководные гранды

Как и следовало ожидать, лидирующее положение в освоении глубоководного шельфа на период до 2020 г. сохранит за собой так называемый Золотой треугольник (Мексиканский залив, Южная Америка, Западная Африка). Его доля, по предваритель-

ДИНАМИКА СУММАРНЫХ ЗАТРАТ (КАПИТАЛЬНЫЕ + ОПЕРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ) НА РАЗРАБОТКУ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИН



Источник: Rystad Energy

ным оценкам, может достичь до 70% всех инвестиций в данный сегмент рынка.

После достижения максимального расцвета в 2014 г. (\$375 млрд) инвестиции в шельфовые разработки по итогам 2015-го уменьшились на 15%

Традиционно основным претендентом на самый большой кусок инвестиционного пирога остается Бразилия. Уже на сегодняшний день приняты FID о выделении \$35 млрд на реализацию первой фазы проектов Lula, Buzios и Большая Iara Cluster (ведущий оператор — компания Petrobras).

Лидирующее положение в освоении глубоководного шельфа сохранит за собой так называемый Золотой треугольник (Мексиканский залив, Южная Америка, Западная Африка)

Что касается пилотной фазы проекта Libra, то на протяжении 2016–2020 гг. для ее осуществления планируется привлечь до \$7 млрд, однако официальное решение по запуску проекта еще не принято.

Объем извлекаемых запасов этого месторождения оценивает-

ся в 8–12 млрд барр н.э., а его освоение планируется производить в несколько фаз при помощи плавучих систем добычи, хранения и выгрузки нефтепродуктов (FPSO), оптимальное количество которых специалисты Petrobras оценивают в 12–18 единиц.

Освоение новых районов глубоководного шельфа в Северной Америке в рассматриваемый период, вероятнее всего, будет ограничено зоной Мексиканского залива, контролируемой США. Оставшись практически единственной внутренней нефтяной кладовой Соединенных Штатов, на которой пока удавалось поддерживать докритический уровень добычи (на фоне явного падения этого показателя на сланцевых разработках), этот регион в период до 2020 г. может рассчитывать на \$38–40 млрд инвестиций.

Среди наиболее перспективных решения по которым уже приняты, — месторождения Stampede (оператор — компания Hess) и Appomattox (концерн Shell). В 2016–2017 гг. ожидается принятие аналогичных решений по второй фазе проекта Mad Dog (ведущий оператор — British Petroleum), Vito (опять-таки Shell) и Shenandoah (компания Anadarko). В мексиканском секторе залива начало сколь-нибудь активной разработки новых районов в течение ближайших четырех-пяти лет представляется маловероятным.

Тройку лидеров по уровню потенциального привлечения инвестиций замыкает Западная Африка, хотя соотношение объемов утвержденных средств к планируемому для данного региона представляется заметно луч-

www.ngv.ru



ИНФОРМАЦИЯ

ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО

ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

шим, чем для Северной Америки (см. «Предполагаемые объемы инвестиций...»).

В региональном сегменте проектов, расходы на развитие которых уже санкционированы, доминирует французская Total (95%), контролирующая месторождения Egina, Kaombo и Moho Nord Marine.

Среди перспективных глубоководных разработок, по которым еще предстоит принять окончательное инвестиционное решение, стоит выделить юго-западный блок Bonga (оператор — англо-голландская Shell). Техасская Cobalt приняла решение о продаже своей доли проекта Cameia соотечественнице Sonangol, специализирующейся на разработке шельфа у побережья Анголы, а датская Maersk объявила о замораживании работ на блоках Chissonga.

Амбициозные дебютанты

Наряду с регионами, которые уже традиционно привлекательны для глубоководных разработок, по мере стабилизации цен на энергоносители все больший интерес добывающих компаний привлекает восточное побережье Африки. Главным образом, месторождения газа на шельфе Мозамбика и Танзании.

Пока в этом регионе не санкционировано ни одного проекта. Но процесс продвижения к принятию FID в Мозамбике (потенциальные операторы — итальянская Eni и американская Anadarko) идет достаточно быстро. В Танзании (Statoil и Shell) ситуация развивается менее динамично.

Наиболее многообещающе выглядит на общем фоне концепция разработки месторождения Soqal, предполагающая широкое использование плавучих заводов по производству сжиженного природного газа (FLNG).

Однако новые проекты на шельфе Восточной Африки продолжают оставаться весьма уязвимыми с... суши. Несмотря на значительные потенциальные запасы углеводородов на дне моря, их общим слабым местом является недостаток соответствующей наземной инфраструктуры.

Необходимость дополнительных капитальных затрат для сооружения этих объектов охлаждает инвестиционную активность и грозит существенно задержать начало промышленной добычи (как минимум до 2020–2025 гг.). Впрочем, эта вынужденная отсрочка дает неплохие возможности конкурирующим добывающим компаниям (главным образом из США) со временем потеснить основных операторов в этом перспективном регионе.

Скрытые лидеры

Помимо названных районов основной активности в секторе глубоководных разработок, находящихся преимущественно в океанской зоне, стоит отметить и два наиболее перспективных проекта во внутреннем (Средиземном) море. Это — знаменитое «сверхгигантское» (по определению оператора — компании Eni) месторождение Zohr у берегов Египта и не менее известный Leviathan на шельфе Израиля, операторами которого являются израильская Delek Group и Noble Energy (США). Пикантность ситуации вокруг освоения этих крупнейших газовых месторождений на дне Средиземного моря придает обостренная конкуренция их операторов за контроль не только над региональными, но и над европейскими рынками «глубокого топлива».

После открытия в августе 2015 г. месторождения Zohr, запасы которого оцениваются в 30 трлн фт^3 (около 850 млрд м^3), израильский Leviathan с его 22–20 трлн фт^3 (560 – 620 млрд м^3) природного газа переместился на второе место. Как следствие, акции израильской Delek Group на Нью-Йоркской бирже подешевели на 12%, а ее американского партнера Noble Energy — на 3,2%.

Борьба за соблазнительную возможность расширить долю на европейском рынке будет стимулировать ускоренное развитие обоих средиземноморских проектов даже в условиях относительно низких цен на энергоносители.

Чтобы опередить конкурента и при этом сбалансировать расходы, операторы не отказываются и

от технологических маневров. Например, в ответ на обещание Eni начать промышленную добычу на полях Zohr уже в 2020-м, Noble

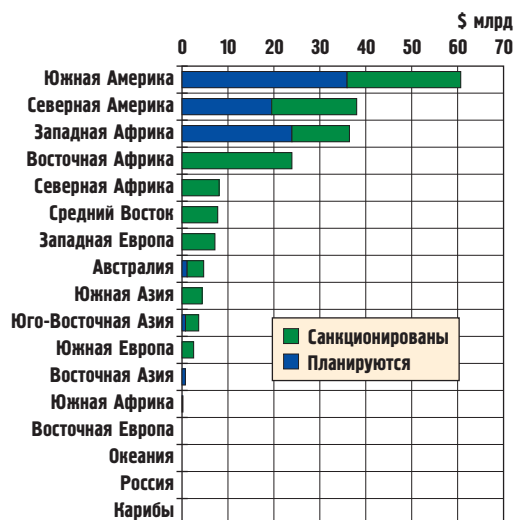
Все больший интерес добывающих компаний привлекает восточное побережье Африки. Главным образом, месторождения газа на шельфе Мозамбика и Танзании

Energy недавно представила новую концепцию разработки запасов Leviathan при помощи фиксированных платформ, взамен запланированных ранее газоконденсатных FPSO.

По срокам ввода в разработку средиземноморские месторождения-гиганты могут значительно опередить многих своих собратьев с океанских просторов Золотого треугольника

Так что гонка глубоководных проектов на относительно замкнутой акватории ускорится, а значит, по срокам ввода в разработку оба средиземноморских месторождения-гиганта могут значительно опередить многих своих собратьев с океанских просторов Золотого треугольника. 📊

ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ ОБЪЕМЫ ИНВЕСТИЦИЙ В РАЗРАБОТКУ ГЛУБОКОВОДНОГО ШЕЛЬФА, 2016–2020 ГГ.



Источник: Rystad Energy